

Sistema de Transmisión de Yacyreta
PARAGUAY
Project Number: PR0030
Loan: 918/OC-PR

Impreso en : 2005-05-03 14:20:35

PCR



Table of Contents

Información General	1
1.1. Objetivo de Desarrollo	1
1.2. Datos Básicos	1
1.3. Resumen de Calificaciones	2
1.4. Cronología del Proyecto	3
1.5. Documentos de Referencia	4
Memorando del Banco	5
2.0 Presentación del Proyecto	5
2.1. Análisis de resultados (productos , efectos e impactos)	5
2.1.2. Efectos (outcomes) e impactos del proyecto	7
2.2. Análisis de la implementación	11
2.2.1. Medición del desempeño del proyecto	11
2.2.2. Factores que afectaron la implementación del proyecto (según ISDP)	13
2.2.3. Análisis de factores críticos para el éxito del proyecto	14
2.2.4. Análisis de gestión del proyecto y lecciones aprendidas	15
2.3.1. Fortalecimiento Institucional / Organizacional (FIO)	16
2.3.2. Sostenibilidad del proyecto	17
2.4. Desempeño del Organismo Ejecutor	20
2.5. Bases para la Evaluación Ex-post	22
2.6. Otras lecciones aprendidas y recomendaciones	22
Memorando del Ejecutor	24
3.1. Memorando del Ejecutor	24
Minutas del CRG	25
4.1. Minutas CRG (Acta del Comité de Revisión Gerencial)	25
Anexos	26
Anexo 1A - Fuente de Financiamiento (Montos en US\$ miles)	26
Anexo 1B - Calendario de Inversiones (Montos en US\$ miles)	26



Table of Contents

Anexo 1C - Información Financiera y Estados Financieros Auditados	27
Anexo 2 - Ultimo ISDP	27
Anexo 3 - Información del LMS	27
Anexo 5 - Anexo Documental	28



Información General

■ ■ 1.1. Objetivo de Desarrollo

- 1. Atender eficientemente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica
- 2. Mejorar la eficiencia y calidad del servicio de energía eléctrica.

■ ■ 1.2. Datos Básicos

Nombre del Proyecto	Sistema de Transmisión de Yacyreta		
Número de Proyecto	PR0030	Modalidad	PESP
País	PR	Sector	EN
Fecha de Aprobación	1996-02-28	Fecha de Término	2005-05-04
Agencia(s) Ejecutora(s)	ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ANDE)		
Monto del Préstamo/CT Original	\$50,000,000.00		
Monto del Préstamo/CT Actual	\$48,020,117.00		
Monto Cancelado del Préstamo/CT	\$1,979,883.00		
Costo Total del Proyecto (BID) (Actual)	\$66,400,000.00		
Costo Total del Proyecto (BID) (Original)	\$66,400,000.00		



Número de Préstamo/CT	Monto Original	Monto Cancelado	Monto Actual
918/OC-PR	\$50,000,000.00	\$1,979,883.15	\$48,020,116.85

■ ■ Personnel

Nombre de los Especialistas en la Sede	EDUARDOH, RICARDOPI
Nombre de los Especialistas en la Representación	FRANCISCOB, ALBERTODE, JOELB, ALBERTODE
Autor del Memorando del Banco	
Autor del Memorando en el Organismo Prestatario/Ejecutor	Nicanor Fleitas
Posición del autor del memorando del ejecutor	Coordinador del Programa

■ ■ 1.3. Resumen de Calificaciones

■ ■ 1.3.1. Calificaciones del PCR

Por el Banco	Cal.	Por el Prestatario / Organismo Ejecutor	Cal.
• Efectividad en el Desarrollo (OD)		• Efectividad en el Desarrollo (OD)	
• Implementación del Proyecto (PI)	MS	• Implementación del Proyecto (PI)	
• Fortalecimiento Institucional/Organizacional (FIO)	R	• Fortalecimiento Institucional/Organizacional (FIO)	
• Sostenibilidad (S)	P	• Sostenibilidad (S)	
• Desempeño del Organismo Ejecutor (DE)	S	• Desempeño del Banco (DB)	

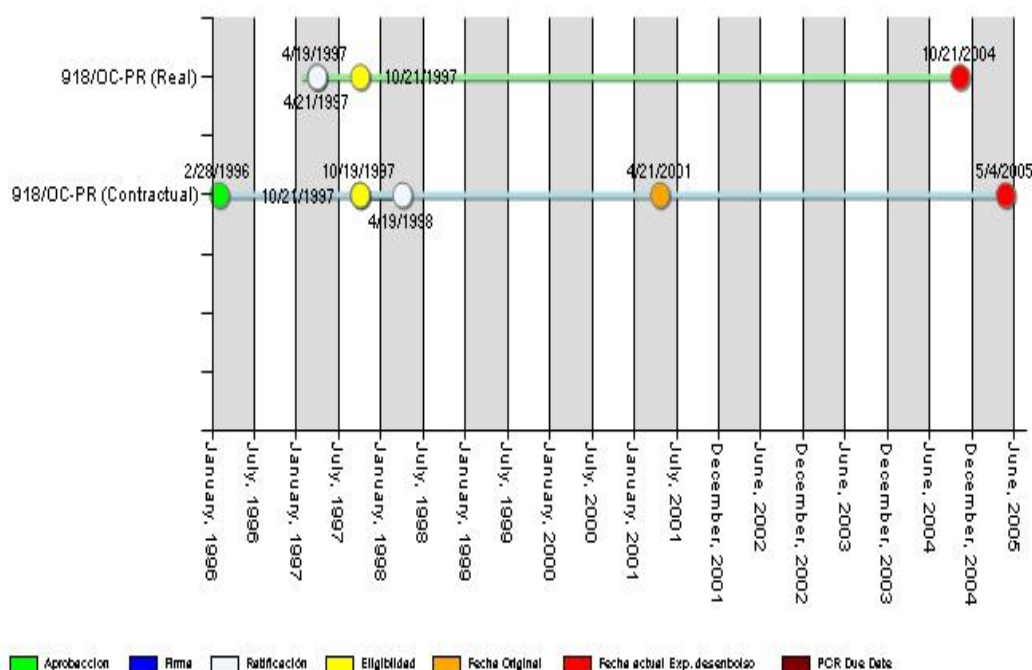


1.3.2. Calificaciones de los Ultimos 10 ISDPs (PI , SU, OD)

2000 Jun.	2000 Dec.	2001 Jun.	2001 Dec.	2002 Jun.	2002 Dec.	2003 Jun.	2003 Dec.	2004 Jun.	2004 Dec.
S	S	S	S	S	S	S	S	S	S
L	L	L	L	L	L	H	H	H	H
LP	LP	LP	LP	LP	LP	P	P	P	P

PI = Progreso de la Implementación , SU = Supuestos , OD = Objetivos de Desarrollo

1.4. Cronología del Proyecto



Fecha del Taller de Inicio (Arranque) :

Fecha de Evaluación de Medio Término :

Fecha de Taller de Terminación de Proyecto : 10/8/2004



■ ■ 1.5. Documentos de Referencia

Estrategia de País	
Actualización de la Estrategia de País	
Revisión de Cartera del Sector	
Ayudas Memoria Misiones Rev. Cartera	
Ayudas Memoria Misiones Administr.	
PCR - Anexo Documental	



Memorando del Banco

■ ■ 2.0 Presentación del Proyecto

■ ■ 2.0.1 2.0.1 El problema, el proyecto y su contexto

A. El Paraguay es importador absoluto de hidrocarburos y exportador de grandes magnitudes de energía eléctrica. Sin embargo, los principales problemas con que se enfrenta el sector son entre otros: (i) la necesidad de sostener el proceso de electrificación y extender el uso de la energía eléctrica aprovechando su disponibilidad; (ii) el alto costo de abastecimiento de combustibles importados; (iii) el alto consumo de leña como combustible doméstico e industrial.

El objetivos del proyecto es contribuir a mejorar el nivel de vida de la población y el desarrollo de los sectores productivos del país mediante el aprovechamiento racional de la capacidad de generación eléctrica disponible. El propósito del proyecto es atender eficientemente el aumento de la demanda de energía eléctrica, especialmente en la región oriental del país, mediante el uso de la generación disponible, principalmente de la nueva capacidad instalada de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá.

■ ■ 2.1. Análisis de resultados (productos , efectos e impactos)

■ ■ 2.1.1. Productos (outputs) obtenidos

■ ■ 2.1.1.1. Análisis de indicadores de producto

- GRUPO I
- 1A. Construcción de línea San Patricio-Guarambare
- 1B Construcción de línea Ayolas San Patricio
- 1C. Ampliación de 4 estaciones
- 1D. Construcción de 2 estaciones
- 1E. Ampliación de la línea Yacyretá-Ayolas a 500 kV

GRUPO II

- 1F. Ampliación Estación Ayolas 500/220 kv
- 1G. Construcción de 2 estaciones.

Planificado

1. Nuevo sistema de transmisión Yacyretá/Asunción funcionando al final del proyecto

Logrado



En el Grupo I, todo el sistema de transmisión Yacyretá/Asunción está funcionando integralmente en 220 kV. En el tramo Yacyretá/Ayolas está terminada la línea para operar en 500 kV, aunque actualmente está energizada en 220 kV. Todas las estaciones del Grupo I también están concluidas.

Con relación al Grupo II, está concluida la ampliación de la Estación Ayolas para operar en 500/220 kV, y una de las dos estaciones previstas en el sistema Yacyretá/Asunción. Todos los equipos especiales fueron adquiridos e instalados. El compensador estático fue comprado e instalado con recursos de contrapartida de la ANDE, liberando recursos del financiamiento que fueron reprogramados para financiar la instalación del segundo circuito de la línea Yacyretá/Ayolas.

Análisis

Factores responsables por la diferencia:

1. En el Grupo II, se decidió construir una nueva estación, La Victoria, porque la ampliación de la estación San Lorenzo, prevista en el Proyecto (que ya contaba con dos trafos de 220/23 kV) resultó muy difícil por el poco espacio disponible en el sitio para esas nuevas instalaciones. La construcción de esta estación La Victoria (que representa sólo el 3% ponderado del proyecto) sobre la línea Guarambaré-San Lorenzo no fue posible completar por atrasos en el proceso de adquisición del terreno definitivo para el asiento de la misma. La ubicación original fue desechada por resistencia de la población aledaña al sitio.
2. Para operar la línea Yacyretá-Ayolas en 500 kV, la ANDE tenía previsto adquirir de la Entidad Binacional Yacyreta (EBY) dos autotransformadores de 500/220 kV para la estación de Ayolas. Durante el plazo de ejecución del proyecto la ANDE y la EBY no pudieron llegar a un acuerdo sobre dicha adquisición, por lo que la ANDE deberá hacerlo con fondos propios. Conforme a la programación de la ANDE, la entrada en servicio de dichos autotransformadores sería necesaria en el 2007, por lo que entre el 2005 y el 2006 la institución deberá llevar adelante los procesos que culminen en la compra de los mismos con fondos propios de la institución. No obstante, la potencia disponible en la Estación es de 430 MVA, como resultado de la transmisión de la nueva línea Yacyretá/Ayolas.

ESTUDIOS DE APOYO

- 2A. Mejoras en las líneas de transmisión existentes
- 2B. Opciones de alimentación en muy alta tensión
- 2C. Ahorro/uso eficiente de energía

Planificado

- 2.1 Estudios para actualizar el Plan Maestro de Transmisión concluidos al tercer año
- 2.2 Estudios para la línea de 500kV Itaipu-Asunción concluidos al tercer año
- 2.3 Estudios para reducción de pérdidas en la distribución y uso racional de la electricidad concluidos al tercer año.

Logrado

- 2.1 Los estudios para mejoras fueron realizados y sus recomendaciones están siendo implementadas, particularmente en lo que concierne a los cruces de líneas.
- 2.2 El estudio de opciones de alimentación recomendó el uso de la tensión de 500 kV, razón por la cual fue construido el tramo entre Yacyretá y Ayolas en esa tensión.
- 2.3 Los estudios para reducción de pérdidas en la distribución y uso racional de la electricidad concluyeron al tercer año y un Plan Piloto fue hecho e implantado para la zona de la Agencia regional Capiatá.

Análisis

Factores responsables por la diferencia: No hay diferencias a comentar

2.1.1.2. Identificación de los productos logrados



- **Componente de Inversión Grupo I**
 - Primer y segundo circuito de la línea de transmisión de 220 kv entre San Patricio y Guarambaré en operación;
 - Conductor del primer circuito cambiado y el segundo circuito construido de la línea en 220 kv entre Ayolas y San Patricio;
 - Estación de San Patricio ampliada;
 - Estación Pirayú ampliada;
 - Estación Guarambaré ampliada;
 - Estación Ayolas ampliada en 220 kv;
 - Estación San Lorenzo ampliada en 220 kv;
 - Estación San Antonio construida; y
 - Línea de transmisión entre Yacyretá y Ayolas en 500 kv construida.
- **Componente de Inversión Grupo II**
 - Estación Ayolas ampliada para 500/220 kv;
 - Estación de La Victoria con su diseño listo, equipos comprados, ubicación decidida y construcción y montaje en licitación;
 - Estación de San Juan Bautista construida; y
 - Equipos especiales adquiridos e instalados.
- **Componente de Estudios de Apoyo:**
 - Estudios sobre las características de diseño y construcción de líneas y equipos asociados del sistema de transmisión existente, con identificación de puntos críticos y medidas destinadas a eliminarlos y a lograr una disminución de pérdidas eléctricas;
- **Estudio de opciones de alimentación en muy alta tensión desde Itaipú y/o Yacyretá hasta el sistema metropolitano, definiendo la configuración óptima de transmisión a ser implantada en la expansión del sistema eléctrico nacional a largo plazo. Como resultado de este estudio se recomendó el nivel de 500 kV y en este contexto, el estudio y proyecto de alimentación en 500 kV Yacyretá – Ayolas fue también desarrollado.**
- **Estudios sobre aspectos físicos del sistema de distribución de ANDE, y elaboración de un programa de medidas para el control y reducción de las pérdidas eléctricas, y de las características de los consumidores de ANDE, con evaluación de su potencial de ahorro de energía. Asimismo, fue elaborado un programa de medidas para el uso racional de la electricidad (URE) con un Plan Piloto para el distrito de Capiatá en Asunción.**

■ ■ 2.1.2. Efectos (outcomes) e impactos del proyecto

■ ■ 2.1.2 Objetivos de desarrollo

<div>■</div> <p>1. Atender eficientemente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica</p>	<p>1.1 Disponibilidad de capacidad de transmisión y transformación para atender a por lo menos 1,040,000 conexiones al final del proyecto</p>
<div>■</div> <p>2. Mejorar la eficiencia y calidad del servicio de energía eléctrica.</p>	<p>2.1 Reducir el nivel de pérdidas técnicas del 9% al 8%. 2.2 Reducir el número de fallas mayores a 3 minutos de 3/100km/año a 2/100km/año.</p>



■ 2.1.2.1. Análisis de indicadores de efecto (outcome)

- A.**
- 1.1. Se logró disponer de capacidad de transmisión suficiente para incrementar a 1.011.442 conexiones, hasta el 2003. La capacidad de transmisión en la región oriental pasó de 645 MW en 1995 a 1404 MW en el 2003.
 - 2.1. El nivel de pérdidas técnicas en transmisión se redujo a 6,85 % en el 2003.
 - 2.2. El número de fallas se redujo. Fue menor que 2 fallas de duración mayor de 3 minutos cada 100 km/año, en 1999, y alrededor de 2 fallas mayor que 1 minuto de duración para cada 100 km/año en el 2003.

■ 2.1.2.2. Identificación de efectos intermedios (outcomes) e impactos iniciales

- A.** Los indicadores de efectos relativos a cobertura del servicio y al consumo industrial crecieron desde que empezaron a tornarse operativas las expansiones de las estaciones y líneas a partir de fines de 1998, con valores intermedios importantes. Por ejemplo, el consumo industrial pasó de 878 Gwh en el 2000 a 1051 Gwh en el 2003.

Con relación a la capacidad de transmisión, para el año 2000 ya llegaba al valor de 1.404 MW, lo que permitió un incremento de 963.815 conexiones hasta ese año.

Con relación a la distribución, en el área metropolitana de Asunción el número de interrupciones por kVA bajó de 21,94 en 1998 para 15,44 en el 2003. Igualmente, la duración de las interrupciones cayó de 17,07 horas/kVA en 1998 a 10,47 en el 2003. Los dos indicadores muestran que hubo una mejora del servicio para el consumidor final de electricidad.

En el Proyecto se había identificado la necesidad de la instalación de un Compensador Estático y de reactivos. El compensador fue adquirido e instalado en la localidad de Limpio, con recursos de contrapartida de la ANDE, logrando como efecto influir positivamente en el desempeño del sistema y tornar innecesaria la instalación de reactivos en 66 kV.

Otro impacto positivo generado por el Programa es la mayor confiabilidad en el sistema de transmisión de energía y la integración energética regional con Brasil y Argentina. Adicionalmente, la ANDE podría comprar energía de Itaipú o de Yacyretá, lo cual mejora su posición de negociar precios.

■ 2.1.2.3. Identificación de los futuros efectos (outcomes) e impactos

- A.**
1. Como resultado de los Estudios sobre las características de diseño y construcción de líneas y equipos asociados del sistema de transmisión existente, la ANDE podrá identificar puntos críticos y medidas destinadas a eliminarlos y continuar la disminución de las pérdidas eléctricas.
 2. Como resultado de la construcción de la línea de transmisión Yacyretá/Ayolas en 500kV, con una extensión de 15 km, y la correspondiente ampliación de la estación de Ayolas se posibilita un aumento de confiabilidad del sistema para cubrir una demanda nacional estimada en 2,7%.
- Además, permite a la ANDE adquirir experiencia en el diseño y construcción de líneas de 500 kV y va a proporcionar a la empresa en el futuro la oportunidad de entrenar a su personal en la operación y mantenimiento a ese nivel de tensión (experiencia que su personal no tiene hasta ahora), que será entonces utilizado en mayor escala, con gran efecto en la cultura técnica de la empresa.
- El nivel de 430 MVA en que opera la línea hoy día ya es más alto que el previsto originalmente y permite despachar la energía proyectada para 2004 y 2005.

■ 2.1.2.4. Análisis de los supuestos (de productos a efectos)

- A.** Los supuestos acordados por el Banco con el Prestatario y que fueron establecidos en el Marco Lógico presentado en el Informe de Proyecto para que los productos produjeran los efectos esperados fueron:

1. El Gobierno aprueba y aplica una nueva política tarifaria para el sector eléctrico para llevar en el mediano plazo las tarifas eléctricas a niveles cercanos a los costos marginales de largo plazo; y
2. El Gobierno impulsa las reformas institucionales y reglamentarias del sector eléctrico que ha



desarrollado con el apoyo financiero de una Cooperación Técnica no reembolsable del Banco.

Los supuestos arriba indicados, además de dar a los usuarios de la electricidad la señal correcta sobre la necesidad de usar eficientemente la electricidad por el costo de la expansión futura necesaria para atender a los KWh adicionales que necesitan, visualizaban garantizar tres aspectos:

1) Que no faltarían recursos financieros de contrapartida local para que la ANDE aplicara en el Proyecto durante la construcción de todas las ampliaciones previstas.

Al respecto, hubo dificultad en algunos años con la contrapartida local como se visualiza en el número 2.2.2. Sin embargo, el proyecto está terminado y no se afectó la ejecución de las obras y de las adquisiciones, más allá de la extensión del plazo de terminación del proyecto. Las expansiones del sistema terminaron y los objetivos del proyecto fueron hasta ahora alcanzados.

2) Que no faltarían recursos financieros para el mantenimiento futuro de las instalaciones.

Al respecto, no se alcanzaron los niveles de tarifas adecuados con las consecuentes repercusiones negativas en las finanzas de la institución hasta el 2002. Por tanto, se debe mantener el supuesto inicial en lo que concierne a la suficiencia financiera de la empresa, principalmente por vía de una política tarifaria basada en costos marginales, y alternativamente por vía de convenientes acuerdos que le permitan a la ANDE minimizar los costos de compra de potencia a las generadoras binacionales. Esta alternativa, que puede ser aplicada para lograr objetivos como disminuir los costos actuales de la empresa, aunque pase los beneficios a los consumidores que no ven elevar sus gastos en consumo de energía eléctrica, no es la más adecuada para ellos porque no le da las señales correctas acerca de precios de tarifas que tomen en cuenta las dificultades y costos de la expansión futura.

3) Que el sector eléctrico de Paraguay, tanto del lado de la empresa como del consumidor, se tornaría más eficiente.

Al respecto, es importante que se mantenga la voluntad de realizar algunas reformas. Por ejemplo impulsar la aprobación del proyecto de Ley del Productor de Energía Eléctrica Independiente (PEEI).

Con relación a estos 3 aspectos, se podría afirmar en conclusión que si el supuesto tarifario por si solo es prácticamente suficiente para garantizar la sostenibilidad del proyecto en términos de su operación y mantenimiento, las reformas institucionales están más relacionadas con los beneficios que las mismas pueden traer a los consumidores, al inversor y a la población en general partiendo de la redefinición de las relaciones consumidor - comercializador.

Con relación a los supuestos del área de medio ambiente previstos en el marco lógico del proyecto, se cumplieron y los mismos deben mantenerse para que futuros proyectos de expansión logren el licenciamiento ambiental correspondiente.

■ 2.1.2.5. Pregunta piloto No.1 (opcional). Distribución de los beneficios del proyecto en la población objetivo

A. N/A

■ 2.1.2.6. Pregunta piloto No.2 – (opcional). Efectos adversos del proyecto

A. N/A

■ 2.1.2.7. Pregunta piloto No.3 – (opcional). Contribución al logro de las metas nacionales / sectoriales / Estrategia de País

A. N/A

■ 2.1.2.8. Pregunta piloto No.4 – (opcional). Adaptación del proyecto a cambios en el entorno

A. N/A



■ 2.1.2.9. Recálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

A. En el Informe de Proyecto, la TIR fue estimada en 41,2%. Se utilizó una proyección de demanda para el caso base del 8,1% anual, en el período 1994-2005.

La ANDE hizo una reevaluación de la TIR del proyecto tomando en cuenta la combinación desfavorable de factores que influyeron negativamente en la TIR. La TIR actual está estimada en 6,1%.

Entre los factores que contribuyeron a un escenario desfavorable durante el período de ejecución del proyecto se encuentran la inestabilidad política y económica regional y sobre todo local (el país pasó por 3 gobiernos en 7 meses y tuvo una fuerte caída del PIB). Este escenario real fue propicio para: (i) que la demanda no creciera como estaba proyectada; (ii) que los beneficios de la empresa fueran menores por venta de energía en menor cantidad y precio que los proyectados; (iii) que las tarifas no subieran como esperado con respecto al nivel de 89% de los Costos Incrementales Promedio de Largo Plazo (CIPLP) usados para el cálculo de la TIR en 1996. Adicionalmente, influyeron en la disminución de la TIR los mayores costos y menores beneficios de los primeros años por la extensión del plazo de ejecución del proyecto y el aumento de las pérdidas totales de la empresa, aunque las pérdidas técnicas disminuyeron.

La demanda entre 1995 y 2003 creció sólo en 4.03% y la tarifa media en Gs/kWh creció para el mismo período 17,10%.

El análisis realizado considera los valores incrementales, resultantes de comparar la situación con y sin la implantación del Proyecto, tanto en términos de costos como de beneficios. Fue utilizada una tasa de descuento de 8,3% anual, equivalente al costo promedio del capital propio de la ANDE y del capital obtenido a través de financiamientos para un horizonte entre 1996 –2016, que son las fechas de arranque, año en que se iniciaron los desembolsos del préstamo, y de finalización, año de cancelación del financiamiento obtenido. Los costos financieros fueron calculados con una tasa de interés variable sobre el saldo deudor. Se incluyó además, el pago de una comisión de compromiso de 0,75% anual aplicada sobre montos no desembolsados. Para costo de operación y mantenimiento se consideraron los costos incrementales resultantes del 3% sobre el total de las nuevas inversiones, porcentaje este correspondiente al promedio de costos de operación y mantenimiento de líneas de transmisión registrados históricamente. Para el cálculo de la energía incremental la ANDE hizo una proyección de crecimiento de la energía requerida por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), con una tasa promedio del 2,7% anual para el periodo 2005-2008. El costo de la energía incremental corresponde al costo de la energía suministrada por la Entidad Binacional Yaciretá, equivalente a 30 USD/MWh. Los beneficios que la ANDE podría obtener con el proyecto considera la venta de la energía incremental, valorada a 49,33 USD/MWh, utilizando la relación guaraní/dólar de 6.284, con reajustes posteriores, de manera a mantener constante su poder adquisitivo. A partir del año 2008, se asume que la tarifa se mantendría constante en 47,55 USD/MWh. Para considerar las ventas de la energía incremental fueron descontadas las pérdidas totales (técnicas y no técnicas) de la energía requerida. La vida útil para las obras fue considerada como de veinticinco (25) años, contados a partir de la entrada en operación de las mismas, con un valor que asciende a USD 65,6 millones (valor total de los activos) para hallar las respectivas cuotas de depreciación y para la determinación posterior del valor residual. No se considera el valor total del proyecto dado que el mismo incluye una porción correspondiente a gastos financieros.

■ 2.1.2.10. Recálculo de otros indicadores de evaluación económica

A. No hubo otros indicadores calculados para este proyecto.

■ 2.1.2.11. Calificación de la efectividad del proyecto en términos de su objetivo de desarrollo (OD)

Teniendo en cuenta la totalidad de los análisis realizados en las secciones 2.1.1 y 2.1.2., califique la efectividad del proyecto en términos de su objetivo de desarrollo



☐ Muy Efectivo (ME)
 ☒ Efectivo (E)
 ☐ Poco efectivo (PE)
 ☐ Inefectivo (I)

- A. El programa ha tenido un resultado satisfactorio en términos de alcanzar los objetivos que fueron fijados, por las siguientes razones:
1. La ANDE no presenta mayores problemas en materia de capacidad técnica y a pesar de las dificultades económicas del país en los últimos años, logró pasar de 623.000 usuarios en 1994 a 785.000 en 1996, a 963.815 usuarios en 2000 y, finalmente a 1.011.442 usuarios en 2003.
 2. Las horas de interrupción de servicio también fueron reducidas de 18,85 en 1996 a 10,47 en el 2003; la cantidad de reclamos que llegó a 58.800 en el 2001, bajó a 49.500 en el 2002 y a 48.904 en el 2003; se ha reducido el ciclo comercial de 31 días en 1996 a 22 días en el 2003; y las intervenciones contra los fraudes y hurtos aumentaron de 4.237 en el 2001 a 6.382 en el 2002.

2.2. Análisis de la implementación

2.2.1. Medición del desempeño del proyecto

2.2.1.1. Elementos para monitoreo y evaluación

1. Análisis de problemas	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
2. Estrategia de intervención	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
3. Identificación de efectos (outcomes) e impactos esperados	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
4. Identificación de productos (outputs) esperados	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
5. Indicadores de efectos (outcomes) esperados	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
6. Indicadores de productos (outputs) esperados	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
7. Línea de base de efectos (outcomes) esperados	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
8. Línea de base de productos (outputs) esperados	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
9. Supuestos de productos a efectos	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
10. Plan de monitoreo	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
11. Plan de adquisiciones	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A
12. Calendario de inversiones	Bajo ① ② ③ ④ Alto	<input type="checkbox"/> N/A

2.2.1.2. Análisis de factores críticos del diseño



- A. El Proyecto fue diseñado adecuadamente, con una razonable definición de los productos que deberían ser obtenidos y con la elección de indicadores de productos y de efectos con su línea de base bien definida, lo que tuvo una influencia muy positiva en la medición de su desempeño. Sin embargo, faltó en su Marco Lógico una definición de cuáles serían las relaciones entre esos efectos y la mejora del nivel de vida o de la actividad industrial. No fueron elegidos indicadores que permitieran traducir los impactos sobre la vida de la población ni sobre la actividad industrial cuando fuesen alcanzados los indicadores de efecto. En consecuencia, se reconoce que hubo impactos positivos del proyecto pero ellos no están cuantificados en este PCR.

2.2.1.3. Lecciones aprendidas para el diseño (medidas adoptadas)

- A. Ninguna medida fue adoptada para mejorar los aspectos previstos en el diseño del Proyecto en relación con la medición de su desempeño. El Ejecutor contaba con buenas estadísticas para proporcionar la línea de base de los indicadores de productos y efectos para medir su desempeño.

2.2.1.4. Lecciones aprendidas para el diseño (medidas alternativas)

- A. Se recomienda para futuros diseños que el Ejecutor incorpore a su sistema estadístico información sobre la situación socioeconómica de los beneficiarios, con el fin construir indicadores cuantificables que midan el impacto económico y social de los efectos del proyecto en esos beneficiarios. Asimismo, el Ejecutor deberá estar en condiciones de mantener y dar la confiabilidad adecuada a las estadísticas de tales indicadores. El Banco debería tratar de examinar en los proyectos de este tipo, cómo los indicadores de cobertura, consumo, capacidad de transmisión, disminución de pérdidas y aumento de la confiabilidad del sistema, realmente se reflejan en la vida de los usuarios y en sus actividades económicas, culturales y sociales.

2.2.1.5. Información disponible durante la implementación del proyecto

Establecimiento de procesos y mecanismos para recolección y análisis de datos (fuente de datos, responsables, periodicidad y características de la información)	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
Recolección de información de línea de base de efectos	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
Recolección de información de línea de base de productos	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
Recolección, análisis y reporte de información sobre insumos disponibles y actividades realizadas	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
Recolección, análisis y reporte de información sobre productos generados por el proyecto y su contribución al logro de los efectos esperados	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
Recolección, análisis y reporte de información sobre efectos e impactos generados por el proyecto y su contribución a las metas establecidas en la estrategia de desarrollo sectorial y nacional	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A

2.2.1.6. Análisis de factores críticos para medición de desempeño durante la implementación



- A.** Factor Negativo: Para los impactos, no hubo medición de indicadores porque no fue establecida como obligación al Prestatario o al Ejecutor elaborarlas y consecuentemente obtener los datos relativos al impacto del proyecto.
- Factor Positivo: La recolección, análisis y reporte de informaciones sobre las líneas de base, los productos generados por el proyecto y su contribución a los efectos esperados, fueron hechos como rutina dentro de la ANDE, lo que facilitó el seguimiento. Es posible incluso que los beneficios del proyecto tengan un alcance mayor que los esperados inicialmente, gracias a la incorporación al proyecto de las obras en 500 kVa.

■ 2.2.1.7. Lecciones aprendidas en la implementación (medidas adoptadas)

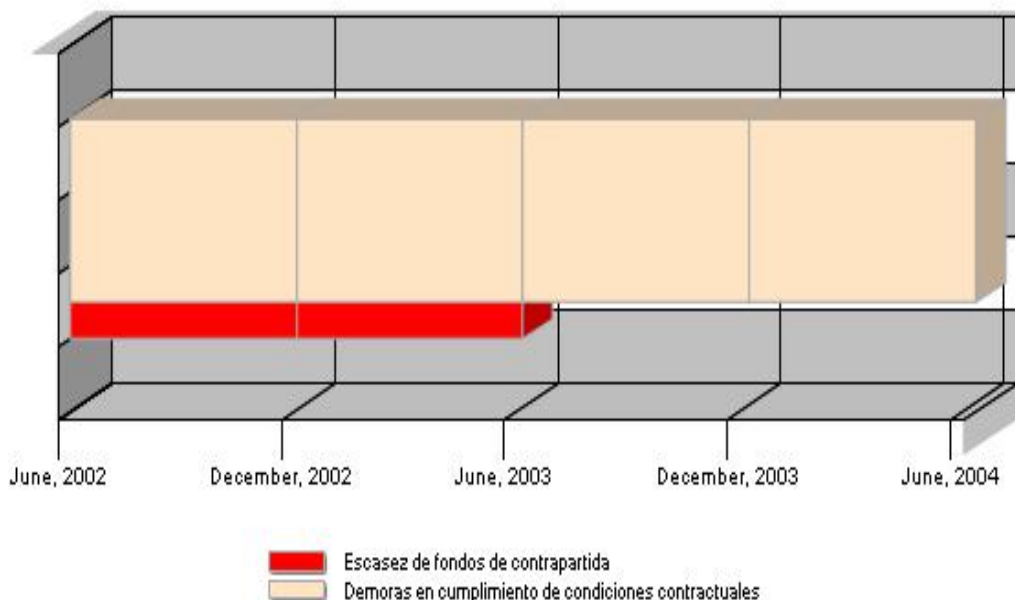
- A.** La rutina de la ANDE proporciona razonablemente la información necesaria en cantidad y calidad para medir el desempeño del proyecto. Por tanto, no hubo necesidad de adoptar ninguna medida adicional relevante para obtener los datos requeridos.

■ 2.2.1.8. Lecciones aprendidas para la implementación (medidas alternativas)

- A.** Se sugiere mejora de los informes solicitados contractualmente por el Banco, en lo referente al cumplimiento de los objetivos y efectos intermedios, de manera a que dichos informes reflejen más cercanamente la realidad durante la ejecución del proyecto.

■ 2.2.2. Factores que afectaron la implementación del proyecto (según ISDP)

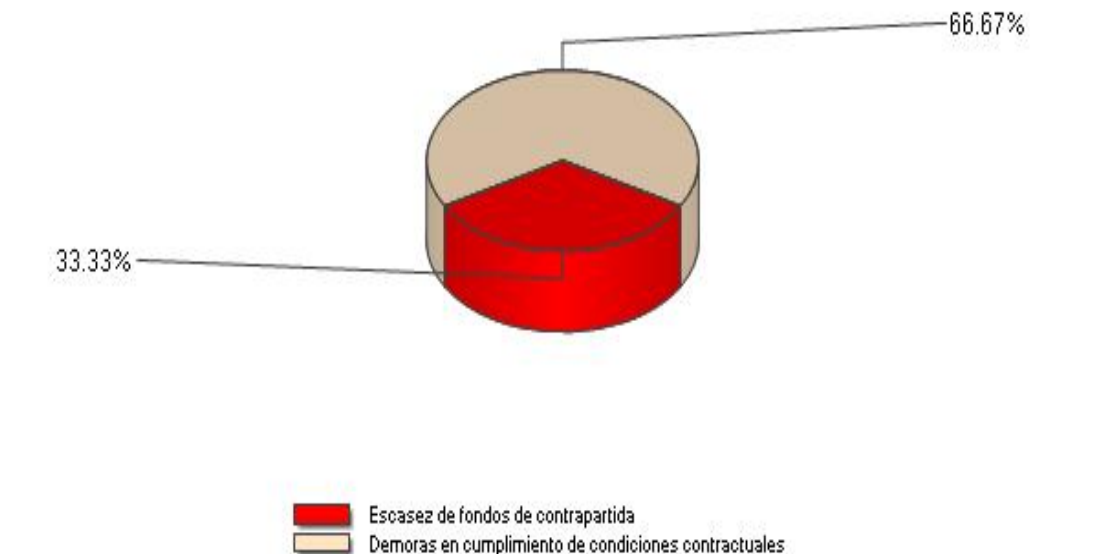
Factores que afectaron la ejecución del proyecto según el período en que fueron reportados en el ISDP



Esta gráfica ha sido generada automáticamente a partir de la información archivada en el sistema ISDP a lo largo de la ejecución del proyecto



Factores que afectaron la ejecución del proyecto según número de ocurrencias en el ISDP



■ ■ 2.2.3. Análisis de factores críticos para el éxito del proyecto

■ ■ 2.2.3.1. Identificación de factores negativos para obtener los productos

A. Desde la elegibilidad y primer desembolso al Ejecutor (octubre de 1997) hasta el cierre de la operación (octubre del 2004) transcurrieron 7 años de ejecución.

Los factores que contribuyeron a este atraso de la ejecución estuvieron relacionados con las obras de mayor envergadura, y son los siguientes:

1. Problemas con el paso de servidumbre en la línea de transmisión en 220 kV Ayolas Guarambaré.
2. Problemas con la comunidad por razones ambientales para la adquisición de los terrenos de asiento de algunas estaciones en el área metropolitana, y consecuentemente para la ejecución de las obras, a lo que se sumó la insuficiencia de la contrapartida local en los años 2002 y 2003, así como dificultades en el otorgamiento de las licencias ambientales.
3. Negociaciones con el Contratista de la línea de 500 kV entre Yacyretá y Ayolas relativas a cambios de la estructura administrativa de la empresa en su país de origen, lo que motivó una demora de 8 meses para el inicio de las obras, previsto para abril del 2002, a lo que se sumaron un consolidado de 4 meses de interrupciones de la ejecución por razones climáticas, todo lo cual elevó el atraso total de esta obra a 12 meses.

■ ■ 2.2.3.2. Identificación de factores positivos para obtener los productos

A. Como factores que contribuyeron positivamente a la implementación de los componentes del proyecto para la obtener los productos se pueden enunciar los siguientes:

1. Experiencia del Ejecutor para mantener una marcha adecuada en la adquisición de bienes y servicios y en la ejecución y fiscalización de las obras previstas.
2. La cercana presencia del Banco que permitió al Ejecutor tomar las medidas correctivas en procedimientos de la institución dirigidos a mejorar la calidad de la gestión.



3. La agil tramitación de garantías de cartas de crédito y pagos directos a los contratistas, significaron alguna reducción de plazos y contribuyeron a la obtención de los productos del Proyecto.

■ 2.2.3.3. Identificación de factores negativos para la obtención de los efectos (outcomes)

- A. El 100% del logro de los efectos se ve levemente afectado por el atraso en la construcción de la estación La Victoria, por razones de elección de sitio y licencia ambiental, y por la dificultad en la definición de la compra de los 2 autotransformadores de 500/220 kV para la estación Ayolas, como indicado en 2.1.1.1.

■ 2.2.3.4. Identificación de factores positivos para la obtención de los efectos (outcomes)

- A. El principal factor que contribuyó positivamente al logro de los efectos del proyecto fue que el mismo estaba compuesto de varias obras o instalaciones que pudieron ser construidas simultáneamente y en la medida en que quedaban terminadas pasaban a entrar en servicio, es decir a ejercer sus funciones dentro del sistema eléctrico nacional, no habiendo necesidad de tenerlas todas listas para el inicio de los beneficios del proyecto.

■ 2.2.4. Análisis de gestión del proyecto y lecciones aprendidas

■ 2.2.4.1. Análisis de gestión

- A. El aspecto que más contribuyó para el éxito de las obras fue el intercambio fluido de informaciones entre ANDE y la Representación del Banco en Paraguay. Esto permitió generalmente agilizar las gestiones y trámites, así como resolver dificultades de diversos ordenes surgidas durante la ejecución en temas como adquisiciones, desembolsos o aporte local, en el menor tiempo posible. También, con relación al plan de gestión ambiental, además del apoyo permanente del Banco, la ANDE ejerció acciones coordinadas con la Entidad Binacional Yacyretá, la Municipalidad de Ayolas y la Empresa Contratista, con quienes pudo contar para identificar impactos y establecer los intereses de los involucrados.

■ 2.2.4.2. Lecciones aprendidas sobre gestión de proyectos (medidas alternativas)

- A. Como medida alternativa para enfrentar los problemas que puedan surgir durante la implementación de futuros proyectos similares a este, se recomienda:
1. Mantener mecanismos que permitan la fluidez de comunicación entre los diversos actores involucrados en los proyectos;
 2. Mantener en las Representaciones del Banco especialistas preparados para reaccionar rápidamente a las necesidades y dudas del Ejecutor.

■ 2.2.4.3. Calificación de la implementación del proyecto (IP)

Califique la implementación del proyecto con base en el análisis de gestión anterior y en los productos (outputs) obtenidos en la cantidad y con la calidad esperada, en tiempo razonable y a costos razonables

☒ Muy Satisfactorio (MS) ☐ Satisfactorio (S) ☐ Insatisfactorio (I) ☐ Muy Insatisfactorio (MI)

- A. Esa calificación se justifica porque el proyecto obtuvo entre el 81% y el 100% de los productos en la cantidad y la calidad esperada, en tiempo y a costos razonables.



2.3. Análisis de Sostenibilidad

2.3.1. Fortalecimiento Institucional / Organizacional (FIO)

2.3.1.1. Areas fortalecidas o mejoradas por el proyecto

Fortalecido / Mejorado	Si	No	N/A	Nivel		
				Nac	Reg	Loc
1. Marco legal y regulatorio	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2. Procedimientos, manuales, guías operacionales	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.1. Capacidad de la alta gerencia	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.2. Capacidad de la mediana gerencia	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3.3. Capacidad de sistemas de información	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.4. Medición del desempeño (capacidad de M y E)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.5. Servicio al cliente	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4. Estructura funcional y organizacional	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5. Planeación	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
6. Presupuestación / Gerencia financiera	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
7. Coordinación Intra- / Inter-sectorial	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8. Coordinación Intra - / Inter-organizacional	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9. Personal / desarrollo de recursos humanos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
10. Adquisiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
11. Auto-evaluación, auditoría y rendición de cuentas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

2.3.1.2. Fortalecimiento logrado por el proyecto en el país

- A. El hecho de que con el proyecto se haya ejecutado obras en muy alta tensión ha incrementado la experiencia del Ejecutor, tanto en los procesos de adquisiciones de bienes, obras y servicios, como en la fiscalización de la construcción de estas grandes obras, como lo fue la línea y la estación en



500 kV Yacyretá Ayolas. Asimismo, las firmas nacionales pudieron incrementar su experiencia con este tipo de obras antes no realizadas en el país. También se puede afirmar que a través de esta operación se ha fortalecido la capacidad institucional de la ANDE en la gestión ambiental, consolidada con la realización del Estudio de Impacto Ambiental de las obras y del Plan de Gestión Ambiental de la institución. Finalmente, con el Programa se logra también dar una mayor confiabilidad al sistema de transmisión de energía, así como la integración energética regional con el Brasil y la Argentina. Adicionalmente, la ANDE podría comprar energía de Itaipú o de Yacyretá, lo cual mejora su posición de negociar precios.

■ 2.3.1.3. Fortalecimiento logrado por el proyecto en el Organismo Ejecutor

- A.** Que la ANDE haya utilizado su estructura organizacional, específicamente a la Dirección de Planificación como unidad coordinadora del proyecto, fue un acierto para la empresa. El aporte significativo ha sido la consolidación en dicha dirección de: (i) la Oficina de Coordinación y Control de Gestión; (ii) la División de Estudios Económicos y Energéticos, con los siguientes departamentos: Transmisión e Impacto Ambiental; Estudios de Distribución; Estudios Económico Financieros; Estudios de Tarifa y Mercado; (iii) la División de Control de Inversiones con los Departamentos de: Control Administrativo de Inversiones; Control Técnico de Obras de Inversiones y Estadísticas. La Dirección de Planificación hoy es responsable por la coordinación y elaboración de estudios relativos a los planes de expansión del Sistema Eléctrico en el corto, mediano y largo plazo y por la revisión de las tarifas y su estructura, además de atender al relacionamiento con organismos internacionales. Sin duda, la experiencia adquirida por el personal de la Dirección como coordinadora de proyectos se mantendrá incorporada en sus actividades futuras. Otro acierto del proyecto fueron los estudios de pérdidas y Uso Racional de Energía (URE) que tuvieron influencia en la manera de pensar de la empresa sobre el rol que cumple en el desarrollo del país, impulsándola a aumentar la eficiencia en el suministro de energía con menores costos y desperdicios, factores esenciales para una economía de escasos recursos como la de Paraguay.

■ 2.3.1.4. Calificación de la contribución del proyecto al Fortalecimiento Institucional / Organizacional (FIO)

Califique la contribución del proyecto al fortalecimiento institucional / organizacional en el país prestatario y el Organismo Ejecutor

☐ Muy Relevante (MR) ☒ Relevante (R) ☐ Poco Relevante (PR) ☐ Irrelevante (I)

- A.** La ANDE, como encargada de atender al mercado de electricidad de todo el Paraguay, desde la generación (parcial) hasta la comercialización de la energía al consumidor final, estará siempre tratando de realizar expansiones de su sistema en líneas de transmisión, subestaciones y distribución. La eficiente y coordinada actuación de la empresa es, sin duda, una relevante contribución al fortalecimiento institucional y, principalmente, organizacional de este importante sector del país.

■ 2.3.2. Sostenibilidad del proyecto

■ 2.3.2.1. Alcance de la sostenibilidad del proyecto

- A.** Para asegurar los efectos y futuros impactos, las acciones, servicios y productos que deberían seguir siendo sostenibles durante el corto y mediano plazo son las siguientes:
1. Terminar la obra y adquisición pendientes.
 2. Seguir negociando en condiciones favorables la compra de potencia a las Entidades Binacionales Itaipú y Yacyretá, sin perjuicio de que en la medida en que el escenario nacional sea propicio, se



haga una revisión de la política tarifaria para adecuarla con base en un estudio de los valores de costo marginal.

3. Implementar el Plan de combate a las pérdidas, especialmente las no-técnicas, a través de la gerencia recientemente creada (mediados del 2004) para el efecto.

4. Apoyar el tratamiento para la aprobación del proyecto de Ley del Productor de Energía Eléctrica Independiente (PEEI), que permitiría el ingreso de actores privados al sistema.

2.3.2.2. Bases para el análisis de sostenibilidad

1. Apoyo de la alta gerencia en la Agencia Ejecutora	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
2. Marco legal y regulatorio	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
3. Arreglos institucionales y capacidad organizacional	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
4. Coordinación inter-organizacional	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
5. Disponibilidad de recursos financieros	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
6. Personal idóneo	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
7. Recursos para mantenimiento de la infraestructura física	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
8. Apoyo de los beneficiarios del proyecto	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A
9. Apoyo del gobierno nacional	Bajo ① ② ③ ④ Alto <input type="checkbox"/> N/A

2.3.2.3. Análisis de causas de raíz que afectan negativamente la sostenibilidad

- A.
1. Que cesen las condiciones favorables de negociación de la compra de energía y que paralelamente, el Gobierno Central no tome la decisión de hacer una revisión de la política tarifaria para adecuarla a las necesidades financieras de la ANDE.
 2. Gran incremento del tipo de cambio y de la inflación que conlleven el incremento de la deuda por compra de energía impactando así en los niveles de rentabilidad de la empresa.
 3. Que se mantengan o aumenten los índices de pérdidas técnicas y comerciales elevadas por falta de efectividad en la tarea de la nueva gerencia creada para el efecto dentro de la ANDE, lo que hará disminuir la recaudación financiera de la empresa. La mayor dificultad para implantar los planes para combatir las pérdidas técnicas y comerciales está en conseguir financiación para aplicar la estrategia de disminución de pérdidas y el proyecto Uso Racional de Energía (URE) a grandes áreas, por cuanto se requieren numerosos equipos y procedimientos más sofisticados que los empleados normalmente por ANDE en su área de distribución. Por lo tanto, para que este supuesto sea considerado en la sostenibilidad del Proyecto, nuevas fuentes de financiación tendrían que ser identificadas para ese fin.

2.3.2.4. Análisis de causas de raíz que contribuyen favorablemente a la sostenibilidad

- A.
1. Con relación a obras y adquisiciones pendientes, la ANDE ha demostrado históricamente su efectividad en la entrega del servicio, para lo cual busca planificar con anticipación y cumplir el programa de adquisiciones que se ha propuesto.
 2. La ANDE ha demostrado durante los años 2003 y 2004 su capacidad de negociación para la



compra de energía, lo que se espera continúe en el corto y mediano plazo. Con relación a las tarifas, se debe tener en cuenta que hasta el 2002 la ANDE logró la aprobación de su Pliego Tarifario, lo que no descarta que a corto plazo vuelva a solicitar al Gobierno Central la revisión del Pliego del 2002 a niveles más adecuados.

3. Funcionarios de ANDE han formado parte del equipo que elaboró el proyecto de Ley del PEEI, el que habría sido concensuado con los sindicatos por lo que no se prevé que dicho proyecto tenga una oposición relevante.

■ 2.3.2.5. Lecciones aprendidas para la sostenibilidad (medidas adoptadas)

- A.** Ejemplo de una medida de implementación que fue eficaz para mejorar la sostenibilidad del proyecto es el siguiente:
La empresa logró la optimización de sus costos de generación, a través de una mejor negociación de las condiciones técnicas y comerciales de la energía eléctrica comprada a la Itaipu Binacional. Este aspecto debería estar siempre presente en las negociaciones de la empresa con sus suministradores de energía, Itaipu y Yacyretá, porque puede contribuir favorablemente para la sostenibilidad del Proyecto, al disminuir los costos y aumentar la disponibilidad de recursos financieros para mantenimiento y expansiones.
No obstante, como indicado en 2.1.2.4, la ANDE mantiene abierta la posibilidad de negociar con el Gobierno lo que concierne a la suficiencia financiera de la empresa, principalmente por vía de una política tarifaria basada en costos marginales, como mejor alternativa.

■ 2.3.2.6. Lecciones aprendidas para la sostenibilidad (medidas alternativas)

- A.** A partir de la experiencia de la Representación del BID en el Proyecto y teniendo en cuenta los análisis anteriores, para mejorar la sostenibilidad de futuros proyectos se recomienda las siguientes medidas alternativas durante las etapas del diseño e implementación:
1. Trabajar más profundamente en el análisis de los costos reales de prestación de los servicios. Se deberían desglosar la contabilidad de las actividades de generación, transmisión y distribución, para que los costos de cada uno de los segmentos se refleje adecuadamente en los pliegos tarifarios a ser preparados por el Ejecutor, lo cual permitirá una mejor asignación de recursos y priorización de las obras de inversión necesarias para mejorar la calidad y asegurar la sostenibilidad de los servicios. Conocer los costos de prestación de los servicios permitirá avanzar hacia tarifas que reflejen los costos reales, sirviendo éstas como una señal para el uso racional de la electricidad por parte del consumidor. Los cálculos de los costos con base a criterios técnicos objetivos incentivan el mejoramiento de la eficiencia empresarial tanto en los aspectos comerciales como técnicos, y contribuyen al proceso de análisis y toma de decisiones de los ajustes tarifarios, asignación de subsidios, priorización de inversiones y necesidades de endeudamiento.
 2. Trabajar en el mejoramiento de la gestión administrativa y técnica de la empresa, incorporando prácticas de gerenciamiento modernas e incluyendo experiencias del sector privado en otros países.
 3. Adoptar, por la importancia que tiene para el cálculo de la TIR, indicadores de pérdidas globales, incluyendo las comerciales, con línea de base y metas bien establecidas, aunque la financiación se refiera solamente a partes del sistema. Ello se justifica porque esas pérdidas pueden anular en parte los beneficios económicos de las nuevas instalaciones para la empresa.

■ 2.3.2.7. Plan de Sostenibilidad

- A.** Las acciones concretas que el País Prestatario y/o el Banco deberían realizar durante el próximo año para asegurar la sostenibilidad de los impactos, efectos, productos, acciones y/o servicios identificados en 2.3.2.1 son:
1. Terminar las obras de la estación Victoria, y para el 2007 tener instalados y en servicio los autotransformadores 220/500 kV en la estación Ayolas.
 2. Mejorar la disponibilidad de capacidad económica y financiera para expandir y operar el sistema.
 3. Disminuir sus pérdidas técnicas y comerciales y, en futuros estudios sobre el tema, tener en cuenta el despacho óptimo de generación.
 4. Mantener la capacidad institucional de manejo ambiental del proyecto.

Sobre la base de estos supuestos la ANDE preparó un plan que contiene:

1. Las providencias que está tomando para realizar la obra y adquisición que faltan para concluir el



Proyecto, con su correspondiente cronograma de ejecución: estación La Victoria para fines del 2005 y operación de los autotransformadores 220/500kV al inicio del 2007.

2. Las proyecciones financieras del año 2005 al año 2008 que le permitan realizar inversiones en instalaciones para atender la demanda de ese período y las necesarias a períodos posteriores pero que tienen gastos en esos años (ver comentarios sobre proyecciones en el Anexo 5).

Adicionalmente, la ANDE deberá acordar un programa de recuperación tarifaria con el Gobierno o como alternativa mantener condiciones favorables de compra de energía.

3. Los resultados de los estudios realizados en el ámbito de este proyecto que están siendo aplicados por ANDE (pérdidas, optimización de líneas, etc)

4. La descripción de acciones para la reducción de las pérdidas totales de la empresa, así como las providencias tomadas en el campo institucional y empresarial, como ser la creación de la nueva Gerencia para el control de las pérdidas no técnicas.

2.3.2.8. Calificación de la sostenibilidad del proyecto (S)

Con base en los análisis previos y las perspectivas del Plan de Sostenibilidad, califique la probabilidad de que el proyecto sea sostenible durante los próximos tres (3) años:

☐ Muy Probable (MP)

☒ Probable (P)

☐ Poco Probable (PP)

☐ Improbable (I)

A. Desde el punto de vista de la capacidad técnica de la ANDE para operar su sistema, se puede decir que es Probable la sostenibilidad del Proyecto.

Sin embargo, con relación a la capacidad económica de la empresa, la sostenibilidad del Proyecto debe ser analizada a la luz de los siguientes factores:

1. La disminución de los costos con negociaciones favorables en la compra de energía no da a la ANDE control sobre sus precios, restándole solamente la vertiente de disminuir sus gastos (disminución de pérdidas) para mejorar su situación económico financiera.

2. El logro de obtener cambios positivos en el ejercicio financiero del 2003, al igual que en el del 2004, entre ellos, resultados netos positivos en contraste con los resultados negativos que se verificaban en ejercicios pasados (hasta el 2002).

3. Por primera vez desde 1997 las tarifas aplicadas le permitieron obtener una generación interna de fondos de 1,16%, guarismo que si bien está lejos del 19% establecido contractualmente, después de 7 años fue positiva.

4. Luego de 5 ejercicios consecutivos logró una razón corriente de 1,40 superando el guarismo de 1,2 previsto en el contrato, lo que refleja que la empresa estaría a la fecha mejor posicionada para atender sus compromisos de corto plazo que en su pasado inmediato.

5. El Ejecutor ha presentado al Banco información sobre la cual se sustenta el cumplimiento de la relación de inversión establecida contractualmente del 75% BID / 25% aporte local.

Por esas razones, combinando todos los factores anteriores, no se observan situaciones que permitan prever dificultades de corto plazo que afecten los objetivos del Proyecto, lo que permite calificar de Probable la sostenibilidad del mismo.

2.4. Desempeño del Organismo Ejecutor

2.4.1. Desempeño del Organismo Ejecutor en áreas críticas

1. Participación y calidad de sus contribuciones durante el diseño del proyecto

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A

2. Organización de la Unidad Coordinadora / Ejecutora del proyecto (personal, infraestructura, coordinación, comunicación, etc.)

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A

3. Coordinación e integración de la Unidad Coordinadora / Ejecutora de Proyecto con el Organismo Ejecutor

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A



4. Monitoreo y evaluación de resultados (información de línea de base, sistemas, procedimientos, recolección, análisis y reporte de información, etc.)

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A

5. Capacidad gerencial de la Unidad Coordinadora / Ejecutora del proyecto

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A

6. Oportunidad en el cumplimiento de políticas, procedimientos y cláusulas contractuales

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A

7. Gerencia financiera (disponibilidad de recursos de contrapartida, desembolsos, etc.)

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A

8. Eficiencia en la adquisición de obras, bienes y servicios de consultoría

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A

9. Liderazgo de la alta gerencia de la Agencia Ejecutora, sentido de propiedad y apoyo a la ejecución del proyecto

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A

10. Acciones concretas por asegurar la sostenibilidad del proyecto

Bajo ① ② ③ ④ Alto ☐ N/A

2.4.2. Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento de la UEP (medidas adoptadas)

A. La ANDE como responsable por la Ejecución del Proyecto en todos los aspectos técnicos, administrativos y financieros, asignó a la Dirección de Planificación, que depende de la Presidencia de la empresa, para operar como Unidad Coordinadora de las tareas inherentes al proyecto. Esta Dirección quedó como responsable de la planificación financiera, del cumplimiento de los requisitos contractuales, de la elaboración y presentación de los informes técnicos requeridos así como de las solicitudes de desembolsos. Asimismo, coordinó los aspectos técnicos y actividades relacionadas con las adquisiciones de bienes y servicios requeridos para llevar a cabo el proyecto. Inicialmente, el sistema contable para el control financiero del proyecto fue organizado mediante la implantación de un Plan de Cuentas aprobado por el Banco. Sin embargo, ese sistema no fue aplicado directamente, restando a la modalidad de registro utilizada confiabilidad y oportunidad (ver Anexo 1-C). Por otra parte, los estados financieros fueron auditados por una empresa independiente, lo que otorgó bastante confiabilidad al manejo financiero del proyecto. Considerar a la Dirección de Planificación como Coordinadora de la operación con un nivel de decisión dependiente directamente del presidente de la empresa, fue una decisión importante tomada por la ANDE. La estructuración de la dirección responsable por la coordinación de la operación también ha contribuido para el éxito del proyecto. Este nivel reveló ser el adecuado para tratar los problemas relativos a proyectos con tal complejidad.

2.4.3. Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento de la UEP (medidas alternativas)

A. El modelo adoptado puede ser repetido porque en la gran mayoría de sus aspectos, es bueno y ha demostrado obtener los resultados buscados. Sin embargo, se recomienda mejorar los dispositivos utilizados para el monitoreo de algunos aspectos financieros del contrato, como se destaca en el Anexo 1C.

2.4.4. Calificación del desempeño del Organismo Ejecutor (DOE)

Con base en el análisis de desempeño realizado en esta sección, en los resultados logrados, así como en la eficiencia en la implementación del proyecto califique el desempeño del Organismo Ejecutor:

☐ Muy Satisfactorio (MS) ☒ Satisfactorio (S) ☐ Insatisfactorio (I) ☐ Muy Insatisfactorio (MI)



- A. Esa calificación se justifica porque, a pesar de los factores adversos que retrasaron su ejecución y que en su mayoría fueron externos a la institución, la implementación del Proyecto fue efectiva y los resultados esperados fueron logrados.

■ ■ 2.5. Bases para la Evaluación Ex-post

■ ■ 2.5.1. Previsiones para la Evaluación Ex-post

 1. ¿El Contrato de Préstamo requiere una evaluación ex-post para esta operación?

- ☐ Si
☒ No

 2. ¿Para qué fecha está programada?

Fecha de comienzo :

Fecha de terminación :

 3. ¿Quién es el responsable de realizar la evaluación ex-post?

- ☐ Banco
☐ Prestatario

¿Cuánto es el costo estimado (USD)? : \$0.00

 4. ¿Cuál es la fuente de los recursos financieros para realizar la evaluación ex post?

- ☐ Recursos de préstamo BID
☐ Recursos del prestatario
☐ Otras fuentes

A.

■ ■ 2.5.2 Análisis de capacidad para la evaluación ex-post

- A. Si hubiera interés y la decisión de emprender tal evaluación, la ANDE no tendría problema en coleccionar las informaciones necesarias para llevarla a cabo.

■ ■ 2.6. Otras lecciones aprendidas y recomendaciones

■ ■ 2.6.1. Lecciones aprendidas y recomendaciones adicionales



- Un problema de este proyecto es el del doble rol del Gobierno, es decir, el Prestatario es el Gobierno y el Ejecutor es la ANDE que, a su vez, es controlada por el Gobierno. La ANDE se mostró como una empresa eficiente en el diseño, ejecución, gestión del proyecto pero, aunque haya presentado a tiempo todos los estudios y solicitudes necesarias, no logró conseguir del Prestatario que cumpliera su parte. Esa parte era justamente la relativa al mantenimiento de las tarifas en niveles más próximos a los costos marginales de largo plazo.
- Asimismo, el Prestatario no logró los cambios institucionales necesarios que eran supuestos del Proyecto, o sea, las condiciones externas necesarias para que sus productos efectivamente contribuyeran a producir los efectos esperados de manera sostenible.
- En conclusión, las lecciones que restan son:
 1. Es cuestionable la eficacia de las cláusulas generales que no dependen directamente del Ejecutor que es el que implementa el proyecto;
 2. El Banco debería estudiar la manera de resolver tal problema, sin perder por supuesto el objetivo de lograr la sostenibilidad de los proyectos.



Memorando del Ejecutor

■ ■ 3.1. Memorando del Ejecutor

■ ■ 3.1. Memorando del Organismo Ejecutor (Sección del PCR escrita por el Prestatario / Ejecutor)

Memorando del Ejecutor





Minutas del CRG

■ ■ 4.1. Minutas CRG (Acta del Comité de Revisión Gerencial)

Minutas del CRG



■ ■

Acta CRG del PCR



Anexos

■ Anexo 1A - Fuente de Financiamiento (Montos en US\$ miles)



Para insertar una nueva cantidad, escriba la cantidad completa en cada celda de la tabla (no la escriba en miles de dólares). Una vez la cantidad completa haya sido escrita, el sistema automáticamente la mostrará en miles de dólares. NO use comas, puntos o puntos decimales. Por ejemplo, para insertar US\$175,000.00 escriba 175000. Presione lo botón UPDATE para confirmar los cambios hechos.

Categoría	Original				Actual				Brecha			
	BID	Prestatario	Otras Fuentes	Total	BID	Prestatario	Otras Fuentes	Total	BID	Prestatario	Otras Fuentes	Total
1. Ingeniera y Administracin	\$500	\$3,500	\$0	\$4,000	\$0	\$2,246	\$0	\$2,246	-100%	-35.83%		-43.85%
2.1 Inversin GRUPO I	\$28,400	\$6,000	\$0	\$34,400	\$36,782	\$9,468	\$0	\$46,250	29.51%	57.8%		34.45%
2.2 Inversin GRUPO II	\$10,100	\$1,800	\$0	\$11,900	\$2,402	\$236	\$0	\$2,638	-76.22%	-86.89%		-77.83%
3. Costos Directos	\$0	\$1,000	\$0	\$1,000	\$0	\$435	\$0	\$435		-56.5%		-56.5%
4. Estudios de Apoyo	\$1,400	\$0	\$0	\$1,400	\$1,391	\$278	\$0	\$1,669	-.64%			19.21%
5. Gastos Contingente	\$2,100	\$3,400	\$0	\$5,500	\$0	\$0	\$0	\$0	-100%	-100%		-100%
6. Costos Financieros	\$7,500	\$700	\$0	\$8,200	\$7,445	\$3,347	\$0	\$10,792	-.73%	378.14%		31.61%
	\$50,000	\$16,400	\$0	\$66,400	\$48,020	\$16,010	\$0	\$64,030	-3.96%	-2.38%		-3.57%

■ Anexo 1B - Calendario de Inversiones (Montos en US\$ miles)



Para insertar una nueva cantidad, escriba la cantidad completa en cada celda de la tabla (no la escriba en miles de dólares). Una vez la cantidad completa haya sido escrita, el sistema automáticamente la mostrará en miles de dólares. NO use comas, puntos o puntos decimales. Por ejemplo, para insertar US\$175,000.00 escriba 175000. Presione lo botón UPDATE para confirmar los cambios hechos.

Años	Original				Actual				Brecha
	BID	Prestatario	Otros	Total	BID	Prestatario	Otros	Total	
1997	\$0	\$200	\$0	\$200	\$0	\$200	\$0	\$200	0%
1998	\$5,000	\$1,400	\$0	\$6,400	\$3,600	\$1,000	\$0	\$4,600	-28.13%



1999	\$23,200	\$7,600	\$0	\$30,800	\$16,500	\$600	\$0	\$17,100	-44.48%
2000	\$15,900	\$5,800	\$0	\$21,700	\$8,300	\$9,400	\$0	\$17,700	-18.43%
2001	\$5,900	\$1,400	\$0	\$7,300	\$3,900	\$1,100	\$0	\$5,000	-31.51%
2002	\$0	\$0	\$0	\$0	\$3,000	\$700	\$0	\$3,700	
2003	\$0	\$0	\$0	\$0	\$10,100	\$600	\$0	\$10,700	
2004	\$0	\$0	\$0	\$0	\$2,620	\$2,410	\$0	\$5,030	
	\$50,000	\$16,400	\$0	\$66,400	\$48,020	\$16,010	\$0	\$64,030	-3.57%

■ ■ Anexo 1C - Información Financiera y Estados Financieros Auditados

■ ■ 1. Capacidad del Organismo Ejecutor

A. La Institución ejecutó varios programa fina

■ ■ 2. Sistema Contable y Control Interno

A. Los registros del proyecto, Estado de Inversiones y Estado de Efectivo Recibidos y Desembolsos Efectuados, se llevar

■ ■ 3. Calidad de la información financiera

A. En relación a los aspectos financieros presentados en los inform

■ ■ 4. Estados Financieros Auditados

A. El siguiente cuadro resu

■ ■ 5. Lecciones Aprendidas

A. 1. Se recomienda efectuar una evaluación institucional con alguna herramienta adecu

■ ■ Anexo 2 – Ultimo ISDP

Ultimo ISDP

■ ■ Anexo 3 – Información del LMS

LMS65 - Estado de la Cartera de Proyectos (operaciones asignadas, eventos)



■ ■ Anexo 4 - Ayuda Memoria del Taller de Terminación de Proyecto

Ayuda Memoria del Taller de Terminación de Proyecto



■ ■ Anexo 5 – Anexo Documental

PCR - Anexo Documental



INFORME DE TERMINACIÓN DE PROYECTO

PROJECT COMPLETION REPORT – PCR

Memorando del Organismo Ejecutor

Presentado al Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

8 de Noviembre de 2004

INDICE

3.	Memorando del Ejecutor	
3.1.	Análisis de Resultados (PRODUCTOS, EFECTOS E IMPACTOS)	5
3.1.1.	Productos (outputs) obtenidos	5
3.1.1.1.	Análisis de indicadores de producto	5
3.1.1.2.	Identificación de los productos logrados	6
3.1.2.	Efectos e impactos del Proyecto	8
3.1.2.1.	Análisis de indicadores de efecto	8
3.1.2.2.	Identificación de efectos intermedios e impactos iniciales	9
3.1.2.3.	Identificación de los futuros efectos (outcomes) e impactos	11
3.1.2.4.	Análisis de los supuestos (de productos a efectos)	13
3.1.2.9.	Recálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)	15
3.1.2.10.	Recálculo de otros indicadores de evaluación económica	15
3.1.2.11.	Calificación de la efectividad del proyecto en términos de su objetivo de desarrollo	15
3.2.	Análisis de la Implementación	16
3.2.1.	Medición del desempeño del Proyecto	16
3.2.1.1.	Elementos para monitoreo y evaluación	16
3.2.1.2.	Análisis de factores críticos del diseño	16
3.2.1.3.	Lecciones aprendidas para el diseño (medidas adoptadas)	17
3.2.1.4.	Lecciones aprendidas para el diseño (medidas alternativas)	17
3.2.1.5.	Información disponible durante la implementación del proyecto	17
3.2.1.6.	Análisis de factores críticos para medición de desempeño durante la implementación	18
3.2.1.7.	Lecciones aprendidas en la implementación (medidas adoptadas)	18
3.2.1.8.	Lecciones aprendidas para la implementación (medidas alternativas)	18
3.2.2.	Factores que afectaron la ejecución del proyecto (según ISDP)	18

3.2.3.	Análisis de factores críticos para el éxito del proyecto	19
3.2.3.1.	Identificación de factores negativos para obtener los productos.	19
3.2.3.2.	Identificación de factores positivos para obtener los productos/20	
3.2.3.3.	Identificación de factores negativos para la obtención de los efectos/20	
3.2.3.4.	Identificación de factores positivos para la obtención de los efectos/20	
3.2.4.	Análisis de gestión y lecciones aprendidas	20
3.2.4.1.	Análisis de gestión (medidas adoptadas).....	20
3.2.4.2.	Lecciones aprendidas sobre gestión de proyectos (medidas alternativas)	21
3.2.4.3.	Calificación de la implementación del proyecto (IP)	21
3.3.	Análisis de sostenibilidad	21
3.3.1.	Fortalecimiento Institucional / Organizacional (FIO)	21
3.3.1.1.	Áreas fortalecidas o mejoradas por el proyecto.....	21
3.3.1.2.	Fortalecimiento logrado por el proyecto en el país.....	22
3.3.1.3.	Fortalecimiento logrado por el proyecto en el Organismo Ejecutor/22	
3.3.1.4.	Calificación de la contribución del proyecto al FIO	23
3.3.2.	Sostenibilidad del proyecto	23
3.3.2.1.	Alcance de la sostenibilidad del proyecto	23
3.3.2.2.	Bases para el análisis de sostenibilidad.....	23
3.3.2.3.	Análisis de causas de raíz que afectan negativamente la sostenibilidad	24
3.3.2.4.	Análisis de causas de raíz que contribuyen favorablemente a la sostenibilidad.....	25
3.3.2.5.	Lecciones aprendidas para la sostenibilidad (medidas adoptadas)/26	
3.3.2.6.	Lecciones aprendidas para la sostenibilidad (medidas alternativas)/26	
3.3.2.7.	Plan de Sostenibilidad	26
3.3.2.8.	Calificación de la sostenibilidad del proyecto.....	26
3.4.	Desempeño del Banco	27
3.4.1.	Desempeño del Banco en áreas críticas	27

3.4.2.	Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento de la UEP (medidas adoptadas)	28
3.4.3.	Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento de la UEP (medidas alternativas)	28
3.4.4.	Calificación del desempeño del Banco	28
3.5.	Bases para la evaluación ex post	29
3.5.1.	Previsiones para la evaluación ex-post	29
3.5.2.	Análisis de capacidad para la evaluación ex-post	29
3.6.	Otras lecciones aprendidas y recomendaciones	29

Datos básicos del proyecto

Nombre del proyecto: Sistema de Transmisión de Yacyretá
Número del Proyecto: PR-0030
Número del Préstamo: 918/OC-PR
Nombre del Prestatario: República del Paraguay
Nombre del Organismo Ejecutor: Administración Nacional de Electricidad – ANDE
Monto de Préstamo Original: US\$50.000.000
Monto de Préstamo Actual: US\$50.000.000
Monto Cancelado del Préstamo:
Costo Total del Proyecto (BID) Original: US\$ 66.400.000
Costo Total del Proyecto (BID) Actual: US\$ 66.400.000
Autor del memorando del Banco: TTP de fecha 8/10/2004.
Fecha de Evaluación de Medio Término: No previsto en el contrato de préstamo

3. MEMORANDO DEL EJECUTOR

3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS (PRODUCTOS, EFECTOS E IMPACTOS)

3.1.1 Productos obtenidos.

La descripción de los productos del proyecto está indicado en la siguiente tabla.

3.1.1.1 Análisis de indicadores de productos.

COMPONENTE 1 – Indicadores de producto	
PLANEADO	LOGRADO
GRUPO I 1. Construcción de línea San Patricio-Guarambaré en 220 kV 2. Construcción de línea Ayolas-San Patricio en 220 kV 3. Ampliación de 5 Estaciones (San Patricio-Guarambaré, Ayolas, San Lorenzo y Paraguari, esta última sustituida por la ampliación de la Estación de Pirayú) 4. Construcción de la estación San Antonio 5. Construcción de un circuito de la línea Yacyretá-Ayolas en 500 kV, no previsto inicialmente en el contrato de préstamo.	En el Grupo I todo el sistema de transmisión Yacyretá-Asunción está funcionando integralmente en 220 kV, con el tramo Yacyretá-Ayolas ya preparado para operar en 500 kV. Todas las Estaciones del Grupo I se encuentran operando.

GRUPO II	
1. Ampliación del patio de 220 kV de la Estación Ayolas y construcción del patio de 500/220 kV, este último no previsto inicialmente en el contrato de préstamo.	La construcción y ampliación del patio de 220 y 500 kV de la Estación de Ayolas se encuentran habilitadas. Faltan instalar los autotransformadores de 500/220 kV. La Estación San Juan Bautista se encuentra en operación; la Estación De La Victoria tiene el terreno, equipos adquiridos y la construcción depende de la autorización de organismos medio ambientalistas. (sustituye a la ampliación de la Estación San Lorenzo).
2. Construcción de 2 Estaciones (San Juan Bautista y La Victoria que sustituye a la ampliación de San Lorenzo prevista en el contrato de préstamo).	
3. Adquisición e instalación de Equipos Especiales.	Los equipos especiales fueron adquiridos e instalados.
4. Instalación del Compensador Estático de Reactivos en 220 kV.	Este Compensador fue instalado con otros recursos gestionados por la ANDE y no son más parte del Proyecto, pero influyen positivamente en el desempeño del sistema.
5. Instalación de reactivos en 66 kV.	La instalación del primer y segundo circuito de la línea San Patricio-Guarambaré y la instalación del Compensador, hicieron innecesaria la instalación de equipos de compensación de reactivos en 66 kV.

COMPONENTE 2 (Estudios) - Indicadores de producto	
PLANEADO	LOGRADO
1. Mejoras en las líneas de transmisión existentes	<p>Los estudios para mejoras fueron realizados y sus recomendaciones están siendo implementadas, particularmente en lo que concierne a los cruces de líneas.</p> <p>El estudio de opciones de alimentación recomendó el uso de la tensión de 500 kV, razón por la cual fue construido el tramo entre Yacyretá y Ayolas en esa tensión.</p> <p>Los estudios para reducción de pérdidas en distribución y el uso racional de la electricidad fueron concluidos al tercer año, así como el Plan Piloto fue implantado para la zona de la Agencia Regional Capiatá.</p>
2. Opciones de alimentación en muy alta tensión	
3. Ahorro/uso eficiente de energía	

3.1.1.2. Identificación de los productos logrados.

Los productos logrados con esta operación fueron:



Componente de Inversión Grupo I

- Primer y segundo circuito de la línea de transmisión de 220 kV entre San Patricio y Guarambaré en operación;
- Conductor del primer circuito cambiado y el segundo circuito construido de la línea en 220 kV entre Ayolas y San Patricio;
- Estación de San Patricio ampliada;
- Estación Pirayú ampliada;
- Estación Guarambaré ampliada;
- Estación Ayolas ampliada en 220 kV;
- Estación San Antonio construida; y
- Línea de transmisión entre Yacyretá y Ayolas en 500 kV construida.

Componente de Inversión Grupo II

- Estación Ayolas ampliada para 500/220 kV, todavía sin transformadores de esa relación de transformación;
- Estación La Victoria con su diseño listo, equipos adquiridos, ubicación decidida, terreno comprado, construcción y montaje a ser licitada;
- Estación de San Juan Bautista construida; y
- Equipos especiales adquiridos e instalados.

Con relación a los Componente de Estudios de Apoyo, fueron realizados los estudios de:

- Características de diseño y construcción de líneas y equipos asociados del sistema de transmisión existente, con identificación de puntos críticos y medidas destinadas a eliminarlos y a lograr una disminución de pérdidas eléctricas;
- Opciones de alimentación en muy alta tensión desde Itaipú y/o Yacyretá, hasta el sistema metropolitano, definiendo la configuración óptima de transmisión a ser implantada en la expansión del sistema eléctrico nacional a largo plazo. Como resultado de este estudio se recomendó el nivel de 500 kV y el estudio y proyecto de alimentación en 500 kV Yacyretá – Ayolas fue también desarrollado en este contexto.
- Aspectos físicos del sistema de distribución de ANDE, y elaborado un programa de medidas para el control y reducción de las pérdidas eléctricas, y de las características de los consumidores de ANDE con evaluación de su potencial de ahorro de energía, y también fue elaborado un programa de medidas para el uso eficiente de la electricidad con un Plan Piloto para el distrito de Capiatá.

3.1.2. Efectos e impactos del proyecto.

Objetivo de Desarrollo/Propósito	Indicadores Claves de Desempeño
El objetivo general es contribuir a la elevación del nivel de vida de la población y al desarrollo de los sectores productivos mediante un racional aprovechamiento de la abundante capacidad de generación disponible.	Para medir esa elevación se utiliza la cobertura del servicio eléctrico, en términos de número de consumidores, el nivel de consumo per capita de los usuarios residenciales y el consumo total del sector industrial, valores que deberían incrementarse partiendo del nivel verificado en el año 1994.
El propósito del Proyecto es atender oportunamente el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.	La capacidad de transmisión y transformación deberá permitir que el suministro del servicio eléctrico en la región oriental del país para que crezca de manera compatible con la demanda, partiendo de la referencia del valor de 1995
También el mejoramientos de la eficiencia y la calidad del servicio.	<ul style="list-style-type: none"> - Las pérdidas para demanda máxima en el sistema de transmisión y sub-transmisión (en los niveles de 220 kV y 66 kV de tensión) deberán disminuir a partir del nivel verificado en 1995. - La confiabilidad del sistema de transmisión deberá ser compatible con niveles internacionales estándar y la tasa de fallas en el sistema de 220 kV mejorarán cuando sean comparadas con la tasa verificada en 1994.

3.1.2.1. Análisis de indicadores de efectos.

Con relación a las obras contempladas inicialmente en el Proyecto, como componente de inversión, las mismas han culminado en su totalidad. Las obras realizadas son suficientes para lograr los propósitos del Proyecto acordados en el contrato de Préstamo.

OBJETIVO DE DESARROLLO Indicadores de Efecto (Propósito)	
PLANEADO	LOGRADO
1. La cobertura del servicio eléctrico se incrementa de 623.000 usuarios en 1994 a 950.000 usuarios en el año 2000. El consumo por usuario residencial pasa de 2.468 kwh en 1994 a 2.850 kwh en el año 2000 y el consumo total del sector industrial pasa de 765 Gwh en 1994 a 1.350 Gwh en el 2000	1.1. La cobertura pasó realmente de 963.815 usuarios en el 2000 a 1.011.442 en 2003. 1.2. El consumo por usuario llegó a 2.610 kwh/hab en el año 2000 y a 2.140 kwh/hab en 2003. 1.3. El consumo industrial pasó de 878 Gwh en el 2000 a 1051 Gwh en 2003.

OBJETIVO DE DESARROLLO Indicadores de Efecto (Propósito)	
2. La capacidad de transmisión y transformación deberá permitir el suministro del servicio eléctrico en la región oriental del país para que crezca de 645 MW en 1995 a un valor alrededor de 925 MW para 1999.	La capacidad del principal tronco de transmisión en la región oriental fue de 1404 MW en el año 2000 y no varió para el año 2003.
3. Las pérdidas para demanda máxima en el sistema de transmisión y sub-transmisión (en los niveles de 66 kV y 220 kV de tensión) disminuirán de 9% en 1995 a valores cercanos al 8% en el año 1999.	Las pérdidas en transmisión verificadas fueron las siguientes: Para el año 1999 fue el 9,79% y 6,85 % en el año 2003.
4. La confiabilidad del sistema de transmisión en 1999 deberá ser compatible con niveles internacionales estándar. La tasa de fallas en el sistema de 220 kV no superarán un nivel de 2,0 fallas de duración mayores de 3 minutos cada 100 km/año en 1999, comparada con una tasa de 3,0 en 1994.	La tasa de fallas para el año 1999 fue de 1,3 fallas de duración mayor de 1 minuto cada 100 km/año; y para el año 2003 fue de 2,1 fallas de duración mayor de 1 minuto cada 100 km/año.
Todos los indicadores logrados, en mayor detalle en el Anexo I.	

3.1.2.2. Identificación de efectos intermedios e impactos iniciales.

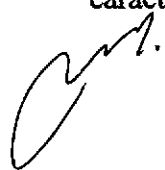
Los productos logrados por el Proyecto al fin de su período de ejecución de 7 años, se puede identificar algunos de sus efectos intermedios e impactos iniciales.

Los indicadores de efectos relativos a cobertura del servicio y al consumo industrial crecieron desde que empezaron hacerse operativas las expansiones de las subestaciones y líneas a partir del final del año 1998, con valores intermedios importantes y por encima de los previstos inicialmente para el término del Proyecto. Cabe señalar que el consumo per capita para el año 2003 disminuyó con relación al año 2000, debido a la crisis económica que afectó a los consumidores.

En cuanto a la capacidad de transmisión también fue superior a lo planeado, así como la tasa de fallas fue menor para el año 2003.

El Proyecto previa, la instalación de un Compensador Estático y de Reactivos. Dicho Compensador fue adquirido e instalado en la localidad de Limpio con otros recursos externos. Todavía se puede considerar también que eso justifica parte de los beneficios intermedios verificados y atribuibles al Proyecto, puesto que la identificación de la obra como componente de ese grupo fue hecha en el ámbito de su diseño.

Los recursos del BID que eran destinados a la adquisición e instalación de este Compensador, fueron dirigidos a la construcción de un segundo circuito de la línea entre la Central de Yacyretá y Ayolas y correspondientes ampliaciones en esta Estación, con características técnicas para operar el circuito en 500 kV



Ese nivel de tensión en 500 kV fue resultado del estudio hecho en el ámbito del Proyecto, financiado por el BID, sobre las nuevas tensiones previstas para las futuras expansiones del sistema eléctrico de la empresa.

El sistema está operando ahora en 220 kV, pero tiene condiciones de atender a los resultados esperados del Proyecto. Con la instalación posterior de los auto transformadores de 500/220 kV, la línea pasará a operar en 500 kV, lo que aumentará todavía más la confiabilidad del sistema.

Del Servicio de Consultoría realizado, a través del financiamiento BID, fueron recomendadas e implementadas, medidas necesarias para la eliminación de obstáculos que se encontraban por debajo de las Líneas de Transmisión, entre ellas: Líneas de Distribución en 23 kV y Líneas de Baja Tensión, de manera a darle una mayor cargabilidad a las mismas, respetando las alturas mínimas de seguridad, recomendadas por normas internacionales.

En cuanto a las recomendaciones emanadas del Proyecto URE, permiten focalizar y establecer prioridades para combatir las pérdidas, posibilitando de esa manera, la mejor asignación de los recursos humanos, técnicos y presupuestarios. Dentro de estas prioridades, se ha establecido la creación del Gabinete Técnico Reducción de Pérdidas y seis unidades operativas dependientes, para delinear las políticas y medidas tendientes a controlar las pérdidas. Del fortalecimiento de ésta Unidad, de la realización de inversiones en equipos y mejoras en las redes de distribución, dependerá el éxito de la mitigación de las pérdidas técnicas y comerciales.

Planes de Mitigación de Pérdidas

Para la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, la ANDE ha creado una unidad denominada "Gabinete Técnico Ejecutor de Reducción de Pérdidas" (GE), constituido por las siguientes dependencias: Unidad de Gestión de Pérdidas No Técnicas, Unidad de Gestión y Control de Pérdidas Técnicas, Unidad de Asistencia Legal, Unidad Operativa, Unidad de Comunicación y Atención al Cliente, Unidad Administrativa.

Las estrategias contempladas en la creación de esta nueva Unidad, son de índole administrativa, jurídica y tecnológica.

El GE recién creado, tiene como metas, entre otros; la implementación de equipos para evitar hurtos (conductores antifraudes, medidores electrónicos pre-pagos, interruptores de rearmes automáticos, entre otros), a largo plazo se prevé la implementación tercerizada de un sistema electrónico de captura de datos (PLC) para controlar el uso de energía eléctrica y cotejarlo con las facturaciones.

Actualmente se está trabajando en planes pilotos sobre asentamientos y barrios marginales, en el área metropolitana de Asunción y en Ciudad del Este. Además, se



encuentra enfocada en el estudio la revisión total del procedimiento comercial que hacen a las pérdidas.

Se cuenta además con la proyección de una tutoría en convenio con otras corporaciones del ramo, para la implementación de planes de mitigación de pérdidas.

Uso Racional de la Energía

Algunos aspectos recomendados por parte del consultor fueron los siguientes:

- 1) Enfoques para reducir pérdidas: la consultoría ha recomendado la implementación de una unidad para combatir las pérdidas, al respecto, dentro de la institución se ha creado el Gabinete Técnico Ejecutor de Reducción de Pérdidas, para atender la disminución efectiva de las pérdidas, con las consideraciones mencionadas más arriba.
- 2) Caracterización de la carga del sistema: consiste en el estudio y análisis del comportamiento de la carga, y en general, cual es aquella porción mayormente responsable de la demanda. Al respecto, para llevar a cabo este estudio, se ha capacitado personal de la empresa, cumpliendo con las recomendaciones de la consultora.
- 3) Diagnósticos Energéticos: se han desarrollado las etapas de diagnóstico y recomendaciones en este ámbito, pero debido a falta de infraestructura, no se ha podido acompañar la ejecución operativa de este enfoque.
- 4) Enfoque tarifario: se recomendó la aplicación de una tarifa de punta y otra de base, dependiendo de los horarios de uso. Esta recomendación fue implementada y considerada en el último pliego de tarifas, aplicado a clientes conectados en media y alta tensión.

Sobre el Plan Piloto

Fueron analizados varios lugares alternativos, para la implementación de un plan piloto a ser estudiado con diferentes análisis y mediciones, buscando el uso eficiente de la energía. Se determinó como lugar de estudio, la ciudad de Capiatá debido a su característica representativa en relación a consumos eléctricos de índole rural, urbano e industrial. Actualmente, han concluido las mediciones de energía a nivel macro.

3.1.2.3. Identificación de los futuros efectos e impactos.

La decisión de cambiar algunas obras previstas inicialmente en el proyecto, hizo que variara parcialmente lo detallado en el Informe de Proyecto del Banco, lo que permitió lograr los objetivos y garantizar futuros efectos e impactos adicionales a los previstos. Este es el caso de la Ampliación de la Estación Pirayú, así como del segundo circuito Yacyretá-Ayolas de la línea de transmisión que fue hecha para ser operada en 500 kV y la construcción de la Estación La Victoria.



La operación de este segundo circuito, limitada a la línea existente entre Yacyretá y Ayolas con una extensión de 15 Km., además de garantizar aumento de confiabilidad del sistema, va a proporcionar a la ANDE en el futuro la oportunidad de entrenar a su personal en la operación y mantenimiento al nivel de tensión de 500 kV, que serán entonces utilizados en mayor escala, experiencia que su personal no tiene hasta ahora.

Ante la decisión de construir esa línea, fue necesaria la correspondiente ampliación de la Estación de Ayolas, antes prevista solamente para el nivel de 220 kV.

Actualmente, para energizar esta Interconexión en 500 kV, es preciso contar con 2 autotransformadores a ser montados en el patio de 500 kV, perteneciente a la Estación Ayolas. Dichos equipos, en principio, serían negociados con la Entidad Binacional Yacyretá. Para el efecto, si culminaran satisfactoriamente las negociaciones, a partir de esa fecha, serían necesarios unos 5 meses ó 150 días para el acondicionamiento, transporte y montaje de dichos equipos hasta la Estación Ayolas. Al respecto, si las negociaciones no fueren favorables, con relación a la adquisición de los autotransformadores de la EBY, la ANDE tendrá en cuenta, dentro de su presupuesto para el ejercicio del Año 2.006, la adquisición de nuevos autotransformadores, de manera a tener una efectiva energización de las instalaciones en 500 kV, a partir del año 2.007

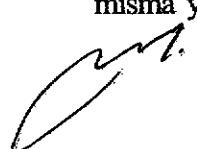
Por lo tanto, la puesta en servicio de la Interconexión en 500 kV, depende en gran medida de los acuerdos que se den entre esta ANDE y la Entidad Binacional Yacyretá, con respecto a los dos (2) autotransformadores de esa Hidroeléctrica, en el corto plazo (Hasta el año 2.006).

A partir de la puesta en servicio en este nivel de tensión, se tendrá un positivo entrenamiento del personal y por otro lado, se aumentará la capacidad de transmisión entre Yacyretá y Asunción a niveles más altos que los previstos inicialmente (en 1996) en la preparación y firma del Contrato de Préstamo del Proyecto.

La capacidad de transmisión hoy día es de 450 MVA, más alto que lo previsto inicialmente, lo cual permite despachar la energía prevista para 2004 y 2005, pudiendo llegar a los 500 MVA con la instalación de los dos autotransformadores mencionados precedentemente y tener como efecto adicional el aumento de la capacidad de transmisión para los años subsiguientes.

En cuanto a la construcción de la Estación De La Victoria, obra pendiente a la fecha, la misma se decidió construir, debido a la imposibilidad de ocupar un mayor espacio, como previsto, en el Proyecto de ampliación de la Estación San Lorenzo. Por otro lado, para una mayor confiabilidad del sistema eléctrico, se dispuso desconcentrar el centro de distribución de carga, como previsto inicialmente en San Lorenzo y, dispersarlo a su alrededor (De la Victoria).

La Estación De La Victoria estará sobre la línea 220 kV Guarambaré – San Lorenzo. La misma ya tiene su proyecto ejecutivo, equipos adquiridos, su ubicación definida y con el



terreno comprado. La construcción de dicha obra será hecha con recursos de contrapartida de la ANDE.

Actualmente se están llevando a cabo las gestiones medioambientales pertinentes para contar con el permiso municipal y la aprobación de la Secretaría del Medio Ambiente, respectivamente. Esta obra cuenta con un plazo de Licitación de 4 meses y de 8 meses para la terminación de la obra y su puesta en servicio. El costo estimado actual es de Gs. 1.600.000.000.

Esta nueva Estación proporcionará mejoras adicionales al sistema de distribución de la ANDE en su área de influencia, aumentando los efectos e impactos futuros del Proyecto

3.1.2.4. Análisis de los supuestos (de productos a efectos).

Los supuestos acordados por el Banco con el Prestatario y que fueron establecidos en el Marco Lógico presentado en el Informe de Proyecto para productos y efectos fueron:

1. El Gobierno continúa aplicando la nueva política tarifaria para el sector eléctrico; aprueba y se aplica una nueva política tarifaria para llevar en el mediano plazo las tarifas eléctricas a niveles cercanos a los costos marginales de largo plazo; y
2. El Gobierno impulsa las reformas institucionales y reglamentarias del sector eléctrico que ha desarrollado con el apoyo financiero del FOMIN.

Los supuestos arriba indicados visualizaban garantizar que no faltarían recursos financieros para que la ANDE aplique en el Proyecto durante la construcción de todas las ampliaciones previstas.

El proyecto se llevó a cabo sin necesidad de dirimir disputas de ningún orden legal, lo cual contribuyó al fortalecimiento de las relaciones y derivó en la viabilización del mismo.

En realidad estos supuestos fueron necesarios para lograr los propósitos del Proyecto de manera sostenible porque solamente ellos garantizan que la ANDE pueda operar y mantener las instalaciones construidas a lo largo del tiempo. Además, ellos dan a los usuarios de la electricidad la señal correcta del costo de la expansión futura necesaria para atender a los kwh adicionales que necesitan.

En el aspecto institucional y reglamentario la Presidencia de la República presentó el Mensaje N° 48 al Congreso Nacional referente al anteproyecto de Ley Marco Regulatorio Eléctrico para la República del Paraguay. La misma fue retirada posteriormente. Por nota CPR/C/9/0098 de fecha 18 de enero de 1999, el BID dio por cumplida la cláusula contractual.



En cuanto al aspecto del fortalecimiento institucional, podemos mencionar la consolidación de la gestión en el área ambiental, con la realización del estudio de impacto ambiental y el plan de gestión ambiental, posibilitando que las obras de transmisión sean sostenibles en el tiempo, a través de la incorporación de los aspectos ambientales en la etapa previa, durante la construcción y en el período de operación y mantenimiento de los mismos.

Como se señaló arriba, los supuestos fueron parcialmente atendidos, pero ahí hay diferencias con relación a lo esperado, principalmente en lo que concierne al aumento de tarifas y a la disminución de pérdidas.

El tema de tarifas sigue siendo un problema para la ANDE. La relación entre la tarifa y el costo marginal de largo plazo que subió bastante desde 1994, como acordado originalmente en el Proyecto, llegando a 67,39 % en el año 2000, cayó el 50% en el 2002, pero subió 69% en el año 2003.

En el período 2002, la ANDE, en un esfuerzo por mejorar la situación financiera, llega a un acuerdo con su principal proveedora de energía eléctrica, en lo referente a la compra de energía. Este acuerdo y la estabilidad del dólar, lograda por el Gobierno Nacional, fueron factores decisivos para que la Empresa no se viera exigida a solicitar un reajuste de las tarifas de energía eléctrica.

Las tarifas promedias resultantes en 2003, por grupos de consumo se dan en el siguiente cuadro:

Grupo de Consumo	G/kWh
Residencial	348,43
Comercial	353,11
Industrial	219,98
General	299,95
Otros	344,11
Tarifa Media Nacional	317,04

Asimismo, el Gobierno Nacional ha dado instrucciones a la ANDE para buscar una ayuda para los sectores más desprotegidos. El 5 de septiembre de 2003, fue aprobada, por Decreto N° 228, la modificación del Pliego de Tarifas N° 19, por la cual se amplió la faja de consumo de la categoría social de 75 kWh/mes a 100 kWh/mes, y el límite de carga declarada admisible de 1.000 W a 2.200 W. Con esta medida, han sido beneficiados aproximadamente 300.000 clientes (en promedio), quienes pagan alrededor del 45% de la tarifa normal por cada kWh consumido, lo cual representó un subsidio promedio mensual, en los primeros meses de aplicación (octubre, diciembre), de 2.100 millones de guaraníes, aproximadamente.

Al mismo tiempo, buscando ayudar aún más a los sectores de menores recursos en este período de recesión económica, se puso en práctica un Programa de Descuento al Buen Cliente, el cual consistía en un descuento de hasta 50% y/o hasta G 10.000 para los

clientes residenciales que cumplan con las condiciones de tener un consumo mensual hasta 200 kWh y una carga declarada hasta 2.200 W, y se encuentren al día en sus pagos y/o hayan llegado a un acuerdo para el pago de sus facturas atrasadas. Esta medida produjo un beneficio mensual de aproximadamente 877,3 millones de guaraníes, a unos 148.000 clientes, en los primeros tres meses de su implementación. Con este incentivo, lo que pretendió la Empresa fue motivar a sus clientes al pago oportuno de sus facturas. Este beneficio tendrá una vigencia hasta el mes de febrero del 2004, conforme a las disponibilidades financieras de la ANDE.

Sin embargo, hubo mejoras en la rentabilidad de la ANDE, llegando esa rentabilidad a los 8,5%, esto es a un nivel no observado desde el año 1986, en función del nuevo cálculo de las tarifas de Itaipú.

Con relación a las actividades de medio ambiente previstas en el Proyecto (licenciamiento ambiental de obras de expansión, política ambiental para la ANDE y participación en Consejos, Grupos de Trabajo y Seminarios), hubo también el supuesto de que se desarrolla e implementa un Plan de Gestión Ambiental consistente en: (i) especificaciones técnicas ambientales para la construcción y operación de líneas de transmisión; (ii) programas y actividades de protección ambiental dirigidas a prevenir y mitigar impactos indirectos de la obra; y (iii) un plan de reubicación de viviendas afectadas por la construcción de la línea y de las subestaciones. Estos supuestos del área ambiental fueron todos observados.

3.1.2.5; 3.1.2.6; 3.1.2.7; 3.1.2.8. Preguntas pilotos.

3.1.2.9. Recálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Dicho cálculo se detalla en el Anexo II, adjunto a este informe, así como datos de las Proyecciones Financieras del período 2005-2008 en el Anexo III.

3.1.2.10. Recalculo de otros indicadores de evaluación económica.

No hubo otros indicadores calculados para este proyecto.

3.1.2.11. Calificación de la efectividad del proyecto en términos de su objetivo de desarrollo.

Teniendo en cuenta los análisis hechos en las secciones 3.1.1. y 3.1.2.

☐ Muy Efectivo ☒ Efectivo ☐ Poco Efectivo ☐ Inefectivo

Dicha calificación se aplica por los siguientes resultados medidos:

1. La ANDE no presenta mayores problemas en materia de capacidad técnica y logró pasar de los 623.000 usuarios en 1994 para 785.000 en 1996, 963.815 usuarios en 2000 y, finalmente a 1.011.442 usuarios en 2003.



2. Las horas de interrupción de servicio también fueron reducidas de 18,85 en 1996 a 10,47 en el 2003; la cantidad de reclamos llegó a 58.800 en el 2001 bajo a 49.505 en el 2002 y a 48.904 en el 2003; se ha reducido el ciclo comercial de 31 días en 1996 a 22 días en el 2003; las intervenciones por fraudes y hurtos aumentaron de 4.237 en el 2001 a 6.382 en el 2002 y bajó a 4.127 en el año 2003, con consecuente aumento de las pérdidas no técnicas.

Los objetivos fueron alcanzados con atención del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, el mejoramiento de la eficiencia y de la calidad del servicio y con la ejecución de los programas de mitigación, educación y monitoreo previstas.

El Proyecto fue razonablemente efectivo, en términos de alcanzar los objetivos que fueron fijados para que colaborara para mejorar el nivel de vida de la población y con el desarrollo económico de los sectores productivos.

3.2. ANALISIS DE LA IMPLEMENTACION

3.2.1. Medición del desempeño del proyecto

3.2.1.1. Elementos para monitoreo y evaluación.

En una escala de 1 a 4, la calidad de los elementos necesarios para medir el desempeño del Proyecto están indicadas abajo:

1. Análisis de problemas	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
2. Estrategia de intervención en respuesta al(los) problema(s) identificados	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
3. Identificación de efectos (<i>outcomes</i>) e impactos esperados	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
4. Identificación de productos (<i>outputs</i>) esperados	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
5. Indicadores de efectos (<i>outcomes</i>) esperados	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
6. Indicadores de productos (<i>outputs</i>) esperados	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A
7. Línea de base de efectos (<i>outcomes</i>) esperados	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A
8. Línea de base de productos (<i>outputs</i>) esperados	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A
9. Supuestos de productos a efectos	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
10. Definición de responsabilidades para la recolección de información	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A
11. Plan para la implementación del proyecto	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A
12. Plan de Adquisiciones	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A

3.2.1.2. Análisis de factores críticos del diseño.

El Proyecto fue diseñado adecuadamente, con una razonable definición de los productos

que deberían ser obtenidos y con la elección de indicadores de productos y de efectos con su línea de base bien definida, lo que tuvo una influencia muy positiva en la medición de su desempeño.

Sin embargo, faltó en su Marco Lógico una definición de cuales serían las relaciones entre esos efectos y la mejora del nivel de vida o de la actividad industrial, en otras palabras, no fueron elegidos indicadores que tradujeran los impactos sobre la vida de la población ni sobre la actividad industrial cuando fuesen alcanzados los indicadores de efecto y, en consecuencia, no se estableció ninguna línea de base para ellos. Así se reconoce que hubo impactos positivos del Proyecto pero ellos no están cuantificados en este PCR.

3.2.1.3. Lecciones aprendidas para el diseño (medidas adoptadas).

La experiencia del personal del Ejecutor y también del Banco en la formulación del diseño del Proyecto sin duda ayudó a elegir los indicadores para medir su desempeño. El hecho que el Ejecutor tenía buenas estadísticas para proporcionar la línea de base, que es el punto de partida para medir ese desempeño, también es importante que sea destacado.

No hubo necesidad de adoptar medidas para mejorar los aspectos previstos en el diseño del Proyecto en relación con la medición de su desempeño.

3.2.1.4. Lecciones aprendidas para el diseño (medidas alternativas).

Faltó en el diseño de este Proyecto la actividad de recolección de informaciones sobre los consumidores para medir el impacto de los efectos del proyecto. El Banco debería, en adelante, tratar de examinar en los proyectos de este tipo cómo los indicadores de cobertura, consumo, capacidad de transmisión, disminución de pérdidas y aumento de la confiabilidad del sistema, realmente se reflejan en la vida de los usuarios y en sus actividades económicas, culturales y sociales. Además habría que crear indicadores sociales y económicos que pudieran medir esos beneficios.

3.2.1.5. Información disponible durante la implementación del proyecto.

En una escala de 1 a 4, está presentado el grado de cumplimiento y la calidad de cada una de las tareas abajo indicadas que fueron realizadas por la ANDE para generar información necesaria para la medición de desempeño del Proyecto:

1. Establecimiento de procesos y mecanismos para recolección y análisis de datos (fuente de datos, responsables, periodicidad y características de la información)	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
2. Recolección de información de línea de base de efectos	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A
3. Recolección de formación de línea de base de productos	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A
4. Recolección, análisis y reporte de información sobre recursos disponibles y actividades realizadas	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A

5. Recolección, análisis y reporte de información sobre productos generados por el proyecto y su contribución al logro de los efectos esperados

Baja \leftarrow [] [] [] [] [X] \rightarrow Alta [] N/A

6. Recolección, análisis y reporte de información sobre efectos e impactos generados por el proyecto y su contribución a las metas establecidas en la estrategia de desarrollo sectorial y nacional

Baja \leftarrow [] [] [X] [] \rightarrow Alta [] N/A

3.2.1.6. Análisis de factores críticos para medición de desempeño durante la implementación.

La recolección y análisis de las informaciones sobre las líneas de base de productos y efectos del proyecto fueron hechos dentro de la rutina de estos trabajos dentro de la ANDE, lo que facilitó mucho su obtención.

Para los impactos no hubo tal disponibilidad de informaciones, porque no fue establecido como una obligación del Prestatario o del Ejecutor obtenerlas.

Sobre la recolección, análisis y reporte de informaciones sobre productos generados por el Proyecto y su contribución a los efectos esperados se puede decir que sus objetivos fueron alcanzados y que los beneficios del Proyecto pudieran ser aún más grandes que los esperados inicialmente gracias a adaptaciones en su diseño basadas en los estudios que fueron conducidos en su ámbito y oportunamente aprobados por el Banco.

3.2.1.7. Lecciones aprendidas en la implementación (medidas adoptadas).

No hubo necesidad de adoptar ninguna medida adicional para obtener la información necesaria en cantidad y calidad para medir el desempeño del Proyecto porque la rutina de la ANDE ya proporcionaba tales datos.

3.2.1.8. Lecciones aprendidas para la implementación (medidas alternativas).

Con relación al tema de las medidas recomendables para mejorar la medición del desempeño durante la implementación de futuros proyectos, se puede afirmar que en este caso en general las medidas fueron suficientes y efectivas que se puede recomendarlas para proyectos semejantes.

Sin embargo, se puede sugerir la mejora de informes referentes al cumplimiento de los objetivos y construcción de obras, solicitados contractualmente por el Banco, de manera que los informes elaborados por las unidades ejecutoras reflejaran mejor la realidad durante la ejecución.

3.2.2. Factores que afectaron la ejecución del proyecto (según ISDP/PPMR)

Según datos del ISDP, son los siguientes:

- Escasez de fondos de contrapartida local
- Demoras en el cumplimiento de condiciones contractuales



3.2.3. Análisis de factores críticos para el éxito del proyecto

3.2.3.1. Identificación de factores negativos para obtener los productos.

Existieron diversos motivos por los cuales se han retrasado las Obras de Transmisión , se pueden citar:

- 1- Interconexión en 500 kV "Yacyretá – Ayolas": inicialmente hubo coincidencias en la ubicación física del pórtico de salida entre la Línea de 500 kV incluida dentro de este proyecto y un proyecto de línea de 500 kV desarrollado por la Central Hidroeléctrica de Yacyretá; acuerdo que llevó su respectivo tiempo.
- 2- Estación De la Victoria: hubo una modificación en su ubicación (Inicialmente San Lorenzo), debido a la imposibilidad de conseguir en la zona inicialmente proyectada, un terreno que sea técnica y económicamente beneficioso, por lo que con la búsqueda de un nuevo espacio, se tuvo un retraso aproximado de un año. Actualmente la Obra se encuentra lista para iniciarse, a la espera de la culminación de los trámites de rigor para el Plan de Gestión e Impacto Ambiental, así como del permiso municipal correspondiente.
- 3- Estación San Juan Bautista: hubo un pequeño retraso en su puesta en servicio, debido a problemas con propietarios colindantes a la Estación.
- 4- Cambios de Proyectos: como mencionado en el informe de Proyecto (Borrador del PCR), fueron sustituidos los proyectos de ampliación de la Estación San Lorenzo y SE Paraguari, por la Construcción de la Estación De la Victoria y la Ampliación de la Estación Pirayú, respectivamente.

Otros aspectos que contribuyeron también en el retraso de la ejecución del Proyecto con relación al plazo acordado en el contrato de préstamo, relacionados con las obras de mayor envergadura, particularmente la línea de transmisión 220 kV San Patricio-Guarambaré que tuvo problemas con la franja de servidumbre, y algunas subestaciones en el área metropolitana, que tuvieron problemas para la adquisición de sus terrenos.

Hubo también algunas divergencias con el Contratista relativas a la elaboración de los proyectos ejecutivos que estaban a su cargo, así como con el aspecto administrativo del mismo.

Además, se puede mencionar dos eventos fuera del control del Ejecutor que contribuyeron para que el plazo inicialmente establecido no fuera cumplido: una huelga de 37 días en la empresa y el tiempo tomado por el Congreso Nacional para ratificar el préstamo que tomó 13 meses para ello.

Inicialmente, también hubo demora en cumplimiento de condiciones contractuales. El contrato se firmó en marzo de 1996. El Congreso lo ratificó en abril de 1997 y la ANDE tardó 6 meses (el plazo contractual límite normal) hasta la elegibilidad. En resumen, la

demora principal estuvo en la ratificación del Contrato de Préstamo por el Congreso.

3.2.3.2. Identificación de factores positivos para obtener los productos.

El Banco ha respondido a tiempo las consultas formuladas para mantener en marcha adecuada las obras de las instalaciones previstas. En este sentido se destaca el asesoramiento oportuno del Banco que permitió la toma de medidas correctivas en los procedimientos de la institución, con mejoras en la calidad de gestión.

Asimismo, la tramitación de los pagos con cargo al Fondo Rotatorio y los directamente pagados por el Banco a los contratistas fueron procesados en forma ágil que pudo significar alguna reducción de plazos y facilitar la ejecución del Proyecto.

3.2.3.3. Identificación de factores negativos para la obtención de los efectos.

Aunque los efectos hayan superado los valores apuntados en el Informe de Proyecto, ellos podrían haber sido mayores si no fuera por el retraso en la construcción de la Estación La Victoria, por razones de elección de sitio y licenciamiento ambiental, y por el atraso en el traslado de los autotransformadores de 220/500 kV para la Estación Ayolas, que tiene dificultades de negociación entre la ANDE y la Entidad Binacional Yacyretá. Dichas negociaciones proseguirán.

3.2.3.4. Identificación de factores positivos para la obtención de los efectos.

Los aspectos del diseño del Proyecto que más contribuyeron a su éxito en la obtención de sus efectos, se puede afirmar que se relacionan al hecho de tratarse de varias instalaciones que podrían ser construidas simultáneamente y que en la medida que quedaban listas pasaban a ejercer sus funciones para el sistema, no habiendo necesidad de tenerlas todas listas para el inicio de los beneficios del Proyecto.

Así, aún sin terminar todas las obras, se ha logrado mejorar el perfil de tensiones del sistema, al aumentar la confiabilidad y mejorar la calidad del servicio, con aumento en la disponibilidad de energía eléctrica que ahora puede venir de otra fuente de generación, que es la central de Yacyretá.

3.2.4. Análisis de gestión y lecciones aprendidas

3.2.4.1. Análisis de gestión (medidas adoptadas).

Relativamente a la gestión del Proyecto, el aspecto que más contribuyó para el éxito de las obras fue el intercambio fluido de informaciones entre ANDE y la representación del Banco en Paraguay, que ha permitido agilizar las gestiones y trámites en el menor tiempo posible.

Con relación al plan de gestión ambiental, por ejemplo, además de ese apoyo permanente de la Representación del BID, la ANDE ejerció acciones coordinadas con la Entidad

Yacyretá, la Municipalidad de Ayolas y la Empresa Contratista, con quienes pudo contar para identificar impactos y establecer los intereses de los involucrados.

3.2.4.2. Lecciones aprendidas sobre gestión de proyectos (medidas alternativas)

Como medida alternativa para enfrentar los problemas que puedan surgir durante la implementación de futuros proyectos similares a este, se recomienda:

- Crear mecanismos que permitan prever que haya fluidez de comunicación en los proyectos;
- Mantener en las Representaciones del Banco especialistas preparados para reaccionar rápidamente a las necesidades y dudas del ejecutor.

3.2.4.3. Calificación de la implementación del proyecto (IP)

Con base en el análisis de gestión anterior, se puede calificar la implementación del Proyecto como siendo Satisfactorio en la escala abajo:

☐ Muy Satisfactorio (MS) ☒ Satisfactorio (S) ☐ Insatisfactorio (I) ☐ Muy Insatisfactorio (MI)

Esta calificación se justifica porque los productos del Proyecto fueron obtenidos en la cantidad y la calidad esperada, en tiempo y a costos razonables.

3.3. ANALISIS DE SOSTENIBILIDAD

3.3.1. Fortalecimiento Institucional / Organizacional (FIO)

3.3.1.1. Áreas fortalecidas o mejoradas por el proyecto.

Área Institucional / Organizacional				Nivel		
	Si	No	N/A	Nacional	Regional	Local
1. Marco legal y regulatorio	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2. Procedimientos, manuales, guías operacionales	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3. Capacidad						
3.1. Capacidad de la alta gerencia	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3.2. Capacidad de la mediana gerencia	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
3.3. Capacidad de sistemas de información	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

3.4. Medición del desempeño (capacidad de M&E)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.5. Servicio al cliente	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4. Estructura funcional y organizacional	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5. Planeación	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
6. Presupuestación / gestión financiera	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
7. Coordinación Intra- / Inter-sectorial	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
8. Coordinación Intra - / Inter-organizacional	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
9. Personal / desarrollo de recursos humanos	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
10. Adquisiciones	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
11. Auto-evaluación, auditoria & rendición de cuentas	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

3.3.1.2. Fortalecimiento logrado por el proyecto en el país.

El éxito finalmente logrado en la ejecución del Proyecto, en términos de llegar a su finalización y objetivos, se debe en gran parte a la actuación coordinada de la ANDE con las instituciones participantes, particularmente con la Representación del Banco, que les permitió solventar todos los problemas que fueron apareciendo durante la ejecución de los diseños y de las obras.

Así, se puede afirmar que, a través de esa cooperación, que permitió llevar adelante el Proyecto, se ha fortalecido la capacidad institucional de las entidades participantes. En el caso particular de la gestión ambiental, esta se consolidó con la realización del Estudio de Impacto Ambiental y del Plan de Gestión Ambiental. Eso tendrá gran influencia en la sostenibilidad del Proyecto.

3.3.1.3. Fortalecimiento logrado por el proyecto en el Organismo Ejecutor.

La adopción de la solución de constituir la Unidad Ejecutora del Proyecto (UEP) al nivel de la Dirección de Planificación trajo frutos para la empresa.

Actualmente, la Dirección de Planificación, como UEP, cuenta con la Oficina de Coordinación y Control de Gestión, División de Estudios Económicos y Energéticos, que cuenta con los siguientes departamentos: Transmisión e Impacto Ambiental; Estudios de Distribución; Estudios Económico Financieros; Estudios de Tarifa y Mercado. La División de Control de Inversiones cuenta con los Departamentos de: Control Administrativo de Inversiones; Control Técnico de Obras de Inversiones y Estadísticas.

Por esas razones la UEP es responsable por la coordinación y elaboración de estudios relativos a los planes de expansión del Sistema Eléctrico en el corto, mediano y largo plazo y la revisión de las tarifas y su estructura, además de atender al relacionamiento con organismos internacionales. Sin duda, la experiencia adquirida por el personal de la

Dirección como UEP se mantendrá incorporada en sus actividades futuras.

Los estudios de pérdidas y Uso Racional de Energía (URE) también tuvieron influencia en la manera de pensar de la empresa, considerando su rol en el desarrollo del país tratando de aumentar la eficiencia en el suministro de energía con menores costos y desperdicios, factores esenciales para una economía pobre como la de Paraguay.

3.3.1.4. Calificación de la contribución del proyecto al FIO.

<input type="checkbox"/> Muy Relevante (MR)	<input checked="" type="checkbox"/> Relevante (R)	<input type="checkbox"/> Poco Relevante (PR)	<input type="checkbox"/> Irrelevante (I)
---	---	--	--

La contribución del Proyecto al Fortalecimiento Institucional, fue Relevante (R) por las razones presentadas abajo y en los ítems anteriores.

La ANDE, como encargada de atender al mercado de electricidad de todo el Paraguay, desde la generación hasta la comercialización de la energía al consumidor final, estará siempre tratando de realizar expansiones de su sistema en líneas de transmisión, subestaciones y distribución.

La eficiente y coordinada actuación de la empresa es, sin duda, una relevante contribución al fortalecimiento institucional y, principalmente, organizacional de este importante sector del país.

3.3.2. Sostenibilidad del proyecto

3.3.2.1. Alcance de la sostenibilidad del proyecto.

Para asegurar los efectos y futuros impactos deberán seguir siendo sostenibles las siguientes acciones, servicios y/o productos:

- Culminar el proceso licitatorio de la construcción de la Estación La Victoria.
- Implementar acciones relativas a la política tarifaria.

3.3.2.2. Bases para el análisis de sostenibilidad.

En una escala de 1 a 4, se puede estimar la probabilidad de que durante el año de 2005 (año siguiente al término del Proyecto) existan los siguientes arreglos y recursos institucionales y organizacionales en Paraguay, necesarios para mantener las acciones, servicios, productos, efectos y futuros impactos iniciados por el Proyecto y definidos en 3.3.2.1

Arreglos institucionales / organizacionales y recursos	Probabilidad
1. Apoyo de la alta gerencia en la Agencia Ejecutora	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
2. Marco político, legal y regulatorio	Baja ← <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A
3. Preparativos y capacidad organizacional	Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A

4. Coordinación inter-organizacional	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
5. Disponibilidad de recursos financieros	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
6. Personal idóneo	Baja ← [] [] [] [X] → Alta [] N/A
7. Recursos para mantenimiento de la infraestructura física	Baja ← [] [] [X] [] → Alta [] N/A
8. Apoyo de los beneficiarios del proyecto	Baja ← [] [X] [] [] → Alta [] N/A
9. Apoyo del gobierno nacional	Baja ← [] [X] [] [] → Alta [] N/A

3.3.2.3. Análisis de causas de raíz que afectan negativamente la sostenibilidad.

Las causas de raíz que afectan negativamente la sostenibilidad son:

- Baja rentabilidad de las inversiones, que lleva a disminución de la capacidad económica de la ANDE.
- Existencia de pérdidas eléctricas y otras elevadas, que disminuye la recaudación financiera de la empresa
- Demora para recibir las facturas de los usuarios también afecta negativamente el flujo financiero de la empresa.

La solución del primer problema no depende solamente de la ANDE, Ejecutora del Proyecto, sino principalmente del Prestatario que es el Gobierno de Paraguay. El Gobierno es el controlador de las tarifas y, más que la ANDE, es responsable por el no cumplimiento de lo acordado en este aspecto.

En el aspecto económico y financiero, se destaca que la falta de generación de recursos genuinos, originados por la combinación sostenida de la insuficiencia tarifaria, el incremento del tipo de cambio y la inflación, han producido niveles de baja rentabilidad, asociados a la aparición del incremento de la deuda por compra de energía en los últimos años.

Sin embargo, con relación a este último punto, la ANDE ha tomado una serie de medidas que han permitido mejorar dicha situación, como ser la optimización de la gestión de compra de energía de Itaipú, que ha permitido la reducción de los montos de Potencia contratada, de 675 MW en el año 2002 a 400 MW en el 2003, a lo que se ha sumado una reducción en la tarifa de Itaipú a 15,93 US\$/MWh a partir de enero de 2003 y un consecuente ahorro de aproximadamente US\$ 84 millones. La ANDE ha presentado las medidas de mitigación aplicadas para compensar los efectos de la insuficiencia tarifaria. No obstante, las cláusulas contractuales con el Banco no fueron cumplidas.

Sobre la disminución de pérdidas en la distribución y el uso racional de la energía es importante señalar que los estudios previstos en el Proyecto fueron todos realizados y un Plan Piloto, como previsto, fue elaborado e implantado en la zona de la Agencia Regional Capiatá. Para la consolidación de la metodología se han realizado otros estudios en zonas de influencia de la Agencia Regional Capiatá (en San Lorenzo) obteniéndose idénticos

resultados.

Los resultados de este Plan Piloto están disponibles, contemplando medidas para mejorar pérdidas técnicas y no técnicas y, con base en esa experiencia se busca su extensión a otras áreas del país. Para avanzar con las medidas previstas en el estudio URE, conforme al plan de acción, necesariamente deben instalarse los equipos adquiridos con el proyecto y reforzar la dotación y movilización interna del personal. La instalación de los equipos que afectan la red de media tensión tendría un costo elevado en la facturación, debido al corte de energía que debe realizarse durante el procedimiento, dejando a los clientes afectados sin energía eléctrica.

El Plan para Reducción de Pérdidas Comerciales y Técnicas está siendo llevado adelante por la nueva Unidad Operativa creada – Gabinete Técnico Ejecutor de Reducción de Pérdidas y sus seis Unidades Operativas dependientes-, en la medida de las posibilidades técnicas y la asignación de recursos presupuestarios y humanos. Los Departamentos de Ingeniería de Distribución y de Estudios de Distribución de la Gerencia Comercial y de la Dirección de Planificación, respectivamente, están estableciendo una metodología y un procedimiento de cálculo de las pérdidas técnicas y comerciales al nivel corporativo.

Eso permitirá crear una estructura acorde con la tarea a realizar, establecer prioridades para combatir las pérdidas y establecer la disponibilidad de los recursos humanos, materiales y presupuestarios.

La definición del mapa de pérdidas de la región Oriental, a fines de 2004, permitirá atacar las zonas con mayor índice de pérdidas. El combate a esas pérdidas implicará inversiones en: cambio de medidores, gabinete de medidores, acometidas con conductores antifraude, repensado de acometida, sistematización de líneas de baja tensión y otras providencias.

El plan de acción para conseguir la disminución de las pérdidas e implantar el URE en otras áreas, implica conseguir financiación suficiente para cubrir la demanda de equipos y procedimientos mas sofisticados que los empleados normalmente por la ANDE en su área de distribución. Por lo tanto, para que este supuesto sea considerado en la sostenibilidad del Proyecto nuevas fuentes de financiación tendrían que ser identificadas para ese fin.

Con relación al último problema, la ANDE ha adoptado soluciones oportunas para resolverlo y algunas veces válidas para períodos determinados. Así es que del año 2003 al inicio del 2004 se han aplicado medidas de carácter social, con redefinición de fajas de consumo y descuentos que motivaron a los clientes de ANDE a pagar más oportunamente sus facturas.

3.3.2.4. Análisis de causas de raíz que contribuyen favorablemente a la sostenibilidad.

Tarifas en niveles adecuados que conduzcan al usuario a utilizar bien la energía, asociados a programas de disminución de pérdidas conducidos junto a los usuarios, tendrán un efecto importante en la sostenibilidad del Proyecto.



La incorporación de la dimensión ambiental a la gestión corporativa de la ANDE está impulsando el alcance de la política ambiental de la empresa, que será promulgada oficialmente por su Administración, constituyéndose en un marco de referencia para el sistema de gestión ambiental, básico para la sostenibilidad de este y otros proyectos.

3.3.2.5. Lecciones aprendidas para la sostenibilidad (medidas adoptadas).

El hecho de que el Gobierno de Paraguay en el año 2003 no fuera receptivo al pliego de tarifas de la ANDE hizo que la empresa buscara alternativas, aunque paliativas, como la optimización de sus costos de generación, a través de mejores condiciones técnicas y comerciales de la energía eléctrica comprada a la Itaipú Binacional. Estos aspectos deberán estar siempre presentes en las negociaciones de la empresa con sus suministradores de energía, Itaipú y Yacyretá, porque pueden contribuir favorablemente para la sostenibilidad del Proyecto.

3.3.2.6. Lecciones aprendidas para la sostenibilidad (medidas alternativas).

A partir de la experiencia de la Representación del BID en el Proyecto y teniendo en cuenta los análisis anteriores, se recomienda las siguientes medidas alternativas durante el diseño y/o la implementación para mejorar la sostenibilidad de futuros proyectos:

- Asegurar los recursos financieros para la terminación de las obras.
- Tarifas reales y justas.
- Incentivar la eficiencia empresarial, con disminución de pérdidas y menores plazos para que los usuarios reciban sus facturas.

3.3.2.7. Plan de sostenibilidad.

La sostenibilidad del Proyecto será lograda en la medida que la ANDE termine las obras de la Estación La Victoria a corto plazo e instale los autotransformadores 220/500 kV en Ayolas en los próximos 5 años, y se observen en la práctica, a partir del próximo año y a lo largo del tiempo, los siguientes supuestos por parte de la ANDE:

- Seguir teniendo disponibilidad de capacidad técnica para operar el sistema;
- Mejorar la disponibilidad de capacidad económica y financiera para operar el sistema, acordando para ello un programa de recuperación tarifaria con el Gobierno, y disminuyendo el plazo de recepción de las facturas por parte de sus usuarios;
- Seguir disminuyendo sus pérdidas técnicas y comerciales;
- Seguir teniendo disponibilidad de capacidad de manejo ambiental para mantener el proyecto.

3.3.2.8. Calificación de la sostenibilidad del proyecto.

☒ Muy Probable (MP)

☐ Probable (P)

☐ Poco Probable (PP)

☐ Improbable (I)

En lo que concierne a la capacidad técnica de la ANDE para operar su sistema, se puede decir que es Muy Probable la sostenibilidad del Proyecto.

Lo mismo no se puede decir con relación a la capacidad económica de la empresa, que tiene Baja Probabilidad, puesto que ella no tiene control sobre sus precios, restando solamente la necesidad de disminuir sus gastos (disminución de pérdidas, inclusive) para mejorar su situación económico financiera.

Sin embargo la empresa ha logrado conseguir cambios positivos en el último ejercicio financiero. Entre ellos obtuvo resultados netos positivos en contraste con los resultados negativos que se verificaban en ejercicios pasados.

Por otra parte se observa que por primera vez desde 1997 las tarifas aplicadas le permitieron obtener una relación de inversión positiva que alcanzó el 1,16%, o sea, que su generación interna de fondos le permite cubrir su programa de inversiones incluidos costos financieros. Luego de cinco ejercicios consecutivos logró una razón corriente de 1,40 superando el guarismo de 1,2 previsto en el contrato. Esta situación refleja que la empresa estaría mejor posicionada para atender sus compromisos de corto plazo que en su pasado inmediato.

En otro orden, recientemente el Ejecutor ha presentado al Banco información sobre la cual se sustenta el cumplimiento de la relación de inversión establecida contractualmente del 75% del BID / 35% local.

Por esas razones, combinando todos los factores anteriores, no se observan situaciones que permitan prever dificultades de corto plazo que afecten los objetivos del Proyecto, lo que permite calificar de "Probable" la sostenibilidad del Proyecto.

3.4. DESEMPEÑO DEL BANCO

La conclusión final sobre la ejecución del proyecto es que fue realizado con calidad técnica satisfactoria, inclusive con relación a los asuntos ambientales que fueron identificados correctamente y ejecutados conforme a lo previsto en los planes específicos.

3.4.1. Desempeño del Banco en áreas críticas.

1. Grado de facilitación para diseñar el proyecto en forma participativa con el Prestatario y el Organismo Ejecutor

Baja ← ☐ ☐ ☐ ☒ → Alta ☐ N/A

2. Provisión de asistencia técnica y capacitación, así como seguimiento sistemático para que el Organismo Ejecutor cumpla con las políticas y procedimientos del Banco

Baja ← ☐ ☐ ☐ ☒ → Alta ☐ N/A



- | | |
|---|---|
| 3. Provisión de asistencia técnica y capacitación al Organismo Ejecutor, para mejorar la gestión y la administración del proyecto | Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A |
| 4. Utilidad de la supervisión y asesoramiento del Banco para mejorar la gestión y la administración del proyecto | Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A |
| 5. Oportunidad de la respuesta del Banco a los requerimientos del Organismo Ejecutor durante la implementación del proyecto | Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A |
| 6. Flexibilidad del Banco para dar respuesta a emergencias e imprevistos durante la implementación del proyecto | Baja ← <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> → Alta <input type="checkbox"/> N/A |

3.4.2. Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento del UEP (medidas adoptadas).

La ANDE como responsable por la Ejecución del Proyecto en todos aspectos técnicos, administrativos y financieros, asignó a la Dirección de Planificación (antes denominada Gabinete de Estudios y Planes, que depende de la Presidencia de la Empresa), para operar como Unidad Ejecutora (UEP), ejecutando todas las tareas inherentes.

La UEP se quedó como responsable de la planificación financiera, cumplimiento de los requisitos contractuales, la elaboración y presentación de los informes técnicos requeridos y solicitudes de desembolsos. Asimismo, coordinó los aspectos técnicos y actividades relacionadas con las adquisiciones de bienes y servicios requeridos para llevar a cabo el proyecto.

El sistema contable para el control financiero del Proyecto ha sido organizado mediante la implantación de un Catálogo de Cuentas que ha sido aprobado por el Banco. Los estados de cuenta fueron auditados por empresa independiente, lo que resultó en una situación bastante confiable para su acompañamiento.

Considerar la UEP en el nivel de decisión más alto de la empresa fue una decisión importante tomada por la ANDE. La estructuración de la Dirección responsable por la UEP también ha contribuido para el suceso del Proyecto. Este nivel reveló ser el adecuado para tratar los problemas relativos a proyectos con tal complejidad.

3.4.3. Lecciones aprendidas para la organización y funcionamiento del UEP (medidas alternativas).

Hacer un análisis si en un futuro proyecto se recomendaría cambios en el modelo adoptado para la UEP. El modelo adoptado se debe repetir porque es bueno y bien sucedido.

3.4.4. Calificación del desempeño del Banco.

☒ Muy Satisfactorio (MS) ☐ Satisfactorio (S) ☐ Insatisfactorio (I) ☐ Muy Insatisfactorio (MI)



Esa calificación se justifica porque la implementación del Proyecto fue eficiente y los resultados esperados fueron logrados.

3.5. BASES PARA LA EVALUACION EX POST

3.5.1. Previsiones para la evaluación ex-post.

El contrato no prevé evaluación Ex Post.

3.5.2. Análisis de capacidad para la evaluación ex-post.

Si hubiera interés y la decisión de emprender tal evaluación, la ANDE no tendría problema en coleccionar las informaciones para ello necesarias.

3.6. OTRAS LECCIONES APRENDIDAS Y RECOMENDACIONES

Un problema de este Proyecto específico, pero constante en situaciones semejantes, es el del doble rol del Gobierno, es decir, el Prestatario es el Gobierno y el Ejecutor es la ANDE que, a su vez, es controlada por el Gobierno.

La ANDE se mostró como una empresa eficiente en el diseño, ejecución, gestión del Proyecto pero, aunque haya presentado a tiempo todos los estudios y solicitudes necesarias, no logró conseguir del Prestario que cumpliera su parte. Esa parte era justamente la relativa al mantenimiento de las tarifas en niveles más próximos a los costos marginales de largo plazo y a la realización de los cambios institucionales necesarios.

La lección que resta de esto es que es bastante cuestionable la eficacia de esas cláusulas generales que no dependen directamente del Ejecutor que es el real interesado en la implementación del Proyecto.

El Banco podría tener un enfoque proactivo para enfrentar tal problema, que debería ser el de estudiar una forma de comunicarse mejor con los poderes de los países aún antes de darles préstamos para que sepan las obligaciones reales que tendrán que cumplir en función de los recursos de préstamo.

Ese trabajo de comunicación es indispensable, para que se pueda realmente lograr el objetivo de tener proyectos sostenibles.



ANEXOS

INFORME DE TERMINACIÓN DE PROYECTO - PCR

MEMORANDO DEL EJECUTOR

**PRESTAMO ANDE-BID N° 918/OC-PR
Sistema de Transmisión Eléctrica Yacyretá**

ANEXO I

3.1.2.1. Análisis de indicadores de efecto.

Objetivo de Desarrollo Indicadores de Efecto (Propósito)

LOGRADO

1.1 Cobertura del Servicio

AÑO	Nº Usuarios
1994	623.000
1995	710.188
1996	783.712
1997	849.568
1998	900.121
1999	939.770
2000	963.815
2001	988.879
2002	1.011.228
2003	1.011.442

1.2 Consumo por usuario residencial

AÑO	kWh
1994	2.468
1995	2.493
1996	2.458
1997	2.435
1998	2.379
1999	2.647
2000	2.610
2001	2.484
2002	2.356
2003	2.140

1.3 Consumo industrial

AÑO	Gwh
1994	765
1995	863
1996	816
1997	798
1998	811
1999	940
2000	878
2001	917
2002	925
2003	1.051

2.1 Capacidad de Transmisión

AÑO	MVA
1994	1.152
1995	1.152
1996	1.152
1997	1.152
1998	1.152
1999	1.152
2000	1.652
2001	1.652
2002	1.652
2003	1.652



3.1 Pérdidas de Transmisión

AÑO	%
1994	No hay registro
1995	6,41
1996	7,08
1997	8,35
1998	7,75
1999	9,79
2000	9,52
2001	5,53
2002	8,19
2003	6,85



4.1 Tasas de Fallas de duración mayor a 1 minuto c/100 kM/año - 220 kV

AÑO	Tasa
1994	No hay registros
1995	No hay registros
1996	No hay registros
1997	No hay registros
1998	
1999	1,1
2000	2,1
2001	3,9
2002	3,4
2003	2,1

Tasas de fallas discretizadas por nivel de tensión

Año 1999

[Fallas/Año]	Nivel de Tensión											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
66 kV	8,08	9,26	6,50	6,70	6,69	7,08	7,27	7,37	7,95	7,99	7,22	7,42
220 kV	1,61	1,52	1,11	1,08	0,97	1,18	1,15	1,15	1,36	1,50	1,53	1,54

Año 2000

[Fallas/Año]	Nivel de Tensión											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
66 kV	6,77	6,86	7,5	6,95	7,59	8,34	7,98	8,34	8,63	9,27	10,74	10,1
220 kV	2,1	2,13	2,24	1,99	2,31	1,96	1,96	2,17	2,1	2,14	2,28	2,34

Año 2001

[Fallas/Año]	Nivel de Tensión											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
66 kV	11,75	12,94	14,44	14,99	14,24	12,92	13,51	13,79	14,42	14,79	14,12	14,03
220 kV	3,18	3,57	3,71	3,85	3,49	3,56	3,98	4,02	4,13	4,12	4,37	4,34

Año 2002

[Fallas/Año]	Nivel de Tensión											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
66 kV	13,36	12,63	11,03	10,61	11,15	11,06	10,68	10,22	12,1	12,78	13,43	14,64
220 kV	3,37	3,03	2,97	3,28	3,49	3,65	3,58	3,61	3,6	3,83	3,43	3,33

Año 2003

[Fallas/Año]	Nivel de Tensión											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
66 kV	12,42	12,05	11,33	10,93	10,31	10,96	11,82	11,64	11,54	11,47	11,77	11,77
220 kV	2,79	2,79	2,67	2,34	2,21	2,15	1,91	1,70	1,73	1,54	1,84	2,09

ANEXO II

**INFORME DE TERMINACIÓN
DE PROYECTO - PCR**

MEMORANDO DEL EJECUTOR

Ítem 3.1.2.9. Recálculo del TIR

Flujo de Caja a Largo Plazo (2005-2008)

**PRESTAMO ANDE BID 918/OC-PR
Sistema de Transmisión Eléctrica Yacyretá**



ANDE

SISTEMA DE TRANSMISIÓN YACYRETA

Análisis Costo - Beneficio

15 de octubre de 2004

CONTENIDO

1. OBJETIVO
2. ANTECEDENTES
3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
4. SUPUESTOS CONSIDERADOS
5. CASOS ANALIZADOS Y RESULTADOS OBTENIDOS
6. CONCLUSIONES

ANEXO

- Casos A - B – C
- Glosario

1. OBJETIVO

El presente informe tiene por objetivo presentar una revisión del análisis costo - beneficio del Proyecto "Sistema de Transmisión de Yacyreta", considerando que a la fecha los desembolsos del financiamiento han sido completados.

2. ANTECEDENTES

El Proyecto "Sistema de Transmisión de Yacyreta" fue concebido considerando que las líneas de transmisión provenientes de Itaipú Binacional estaban próximas a la saturación de su capacidad de transmisión, por lo que para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica con una mayor confiabilidad, se requería contar con nuevas líneas de transmisión. Así fueron analizadas diversas alternativas técnicas, optándose por la construcción de la línea de transmisión Ayolas-Guarambaré y obras complementarias, por ser la solución más conveniente desde el punto de vista técnico, económico y financiero (la de menor costo de inversión), comparada con las demás alternativas provenientes de Itaipu Binacional.

El objetivo del Proyecto es consolidar y ejecutar el Plan Maestro de Expansión del Sistema Interconectado Nacional en el mediano plazo, con el fin de atender el crecimiento de la demanda y aumentar la cobertura del servicio a través del aumento de la capacidad de transporte de la energía eléctrica generada por la Central Hidroeléctrica Yacyreta al Sistema Eléctrico Paraguayo, lo cual permitiría además aumentar la calidad y confiabilidad del mismo, al disponer de una fuente de generación de energía eléctrica distinta a las actuales Itaipu y Acaray.

El Proyecto fue financiado con fondos propios y aportes del préstamo N° 918/OC-PR, provenientes del Banco Interamericano de Desarrollo - BID. Dicho contrato de préstamo fue firmado en fecha 23.03.1996.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El componente de inversiones comprende:

- La construcción de 250 Kms. de líneas de 220 kV, doble terna, entre las Subestaciones San Patricio y Guarambaré.
- El cambio de conductores de una terna y el tendido de otra terna entre las Subestaciones de Ayolas y San Patricio de 220 kV de 50 Kms.

- Construcción de las subestaciones transformadoras de San Patricio, San Juan Bautista, Pirayú y De la Victoria (actualmente en proceso licitatorio).
- Las ampliaciones de posición de líneas en la Subestación de Guarambaré.
- Financiamiento de estudios con el fin de determinar la ampliación de la capacidad de las líneas de transmisión de 220 kV existentes, lo que permitirá postergar inversiones buscando el uso eficiente de las instalaciones.

4. SUPUESTOS CONSIDERADOS

Primeramente, es importante aclarar que el análisis realizado considera los valores incrementales, resultantes de comparar la situación con y sin la implantación del Proyecto, tanto en términos de costos como de beneficios. Se enuncian a continuación los principales supuestos utilizados.

4.1 Tasa de descuento: se ha utilizado una tasa de descuento de 8,3% anual, equivalente al costo promedio del capital propio y del capital obtenido a través de financiamientos.

4.2 Horizonte del proyecto: incluye el período 1996 -2016. Se ha tomado como fecha de arranque el año en que se iniciaron los desembolsos del préstamo y como finalización el año de cancelación del financiamiento obtenido.

4.3 Costos de inversión: el costo total del proyecto, en principio, ascendía a USD 66,4 millones, de los cuales USD 50 millones fueron financiados por el préstamo BID N° 918/OC-PR y USD 16,4 millones correspondieron a aporte local. Cabe mencionar que, al finalizar el plazo de desembolsos en fecha 21.08.2004, se registraron desembolsos acumulados por un total de USD 48,3 millones. *El aporte local realizado fue de USD 17,2 millones, que incluye, además del aporte para la construcción de las obras, las comisiones e intereses pagados durante el periodo de construcción de las mismas.* La mitigación de los impactos ambientales relacionados a la obra ya se encuentran incorporados en el monto total de los costos de inversión.

4.4 Costos financieros: el financiamiento ha sido otorgado a una tasa de interés variable sobre el saldo deudor. Desde el inicio de los desembolsos hasta el segundo semestre del año 2004, las tasas de interés han registrado valores promedios de 6,39% anual. Así también, se considera un periodo de gracia de diecisiete (17) semestres y un

periodo de amortización de veintitrés (23) semestres, de acuerdo a la prórroga concedida por el BID al plazo final de desembolsos hasta el 21.08.2004. Se incluye además el pago de una comisión de compromiso de 0,75% anual a ser aplicada sobre montos no desembolsados.

4.5 Costos de operación y mantenimiento: se consideran los costos incrementales de operación y mantenimiento, resultantes del 3% sobre el total de las nuevas inversiones. Dicho porcentaje corresponde al promedio de costos de operación y mantenimiento de líneas de transmisión registrado históricamente.

4.6 Energía incremental: para el cálculo de la energía incremental se parte de la energía requerida por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), proyectada con una tasa promedio de crecimiento del 2,7% anual para el periodo 2005-2008, según informaciones obtenidas del "Estudio de Mercado de Energía Eléctrica, periodo 2002-2012", realizadas por la ANDE. La energía incremental corresponde a la máxima capacidad de transmisión de la línea objeto del proyecto. En base a la fecha de utilización plena de la capacidad de la línea se plantearon tres casos alternativos, a ser descriptos posteriormente.

4.7 Costo de la energía incremental: corresponde al costo de la energía suministrada por la Entidad Binacional Yacyreta, equivalente a 30 USD/MWh.

4.8 Venta de la energía incremental: para definir los beneficios que la ANDE podría obtener con el proyecto se considera la venta de la energía incremental. La valoración de la misma fue realizada partiendo de la tarifa vigente, 310 G./kWh, equivalente a 49,33 USD/MWh, utilizando la relación guaraní/dólar de 6.284. Los ejercicios realizados para un horizonte de cuatro años indican que dicha tarifa sería reajustada posteriormente, de tal manera a mantener constante su poder adquisitivo. A partir del año 2008, se asume que la tarifa se mantendría constante en 47,55 USD/MWh. Para considerar las ventas de la energía incremental fueron descontadas las pérdidas totales (técnicas y no técnicas) de la energía requerida. Diferentes alternativas de reducción de pérdidas fueron utilizadas como variables para plantear los casos analizados.

4.9 Valor residual: se asume una vida útil para las obras de veinticinco (25) años contados a partir de la entrada en operación de las mismas, cuyo valor asciende a USD 65,6 millones (valor total de los activos), para hallar las respectivas cuotas de depreciación y para la determinación posterior del valor residual. No se considera el

valor total del proyecto, dado que el mismo incluye una porción correspondiente a gastos financieros.

5. CASOS ANALIZADOS Y RESULTADOS OBTENIDOS

Basado en la fecha de utilización plena de la capacidad de la línea de transmisión, objeto del proyecto, y a las expectativas de reducción de pérdidas, se han considerado los siguientes casos:

CASO	UTILIZACIÓN PLENA DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA	PÉRDIDAS		VAN (USD)	TIR
A	A partir del año 2009	2004	Crecimiento de 2,3%	-8.193.223	-
		2005 - 2016	Reducción de 1%		
B	A partir del año 2006	2004	Crecimiento de 2,3%	663.888	-
		2005 - 2016	Reducción de 1%		
C	A partir del año 2006	2004	Crecimiento de 2,3%	9.983.286	6,1%
		2005	Reducción de 1%		
		2006	Reducción de 1,5%		
		2007-2009	Reducción de 2% anual		
		2010-2016	Reducción de 1% anual		

6. CONCLUSIONES

Del análisis realizado se emiten las siguientes conclusiones:

- La revisión del análisis costo - beneficio considera una tasa de crecimiento promedio de la energía requerida de 2,7% anual, mientras que el análisis costo-beneficio realizado anteriormente se había basado en una tasa de crecimiento de mercado del 8% anual.
- Es muy importante resaltar que las condiciones de contratación de potencia y energía de la Itaipu Binacional registradas en el periodo 2003 – 2004 son más convenientes para la ANDE, desde el punto de vista financiero, comparadas con la compra de energía de Yacyreta, y que, dado el avance de las negociaciones, se espera obtener para el año 2005 condiciones de contratación similares a las del periodo 2003-2004. Considerando que el Proyecto es sensible a la utilización plena de la línea, este informe considera diferentes alternativas para la utilización

plena de la capacidad de la misma, puesto que, en la medida en que esto sea postergado, afectará a la rentabilidad del Proyecto.

- Asimismo, tampoco existe certeza con respecto a la tarifa de energía eléctrica de dicha Binacional. Por lo tanto, teniendo en cuenta la incertidumbre correspondiente a la EBY cualquier modificación de los supuestos adoptados afectará directamente a los resultados a ser alcanzados.
- Debe tenerse presente además el impacto que ejercen las pérdidas sobre la rentabilidad del Proyecto. Por lo tanto, la reducción de pérdidas que la empresa pueda lograr en el periodo de análisis será muy importante para la verificación de los resultados de este informe.
- Las obras realizadas en el marco del Proyecto sufrieron atrasos importantes, teniendo en cuenta que el plazo final de desembolso previsto inicialmente debía haber culminado en marzo de 2000, otorgándose tres prórrogas hasta llegar a agosto de 2004, como plazo final de desembolso de los recursos del financiamiento. A la fecha, existen obras que aún no están concluidas. Dichos atrasos afectaron a la ejecución del proyecto, y por consiguiente a los resultados arribados en el presente análisis.
- No se ha calculado el excedente del consumidor, por no disponer de los parámetros que fueran considerados en el estudio base realizado por el BID.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que los resultados del presente informe se encuentran en función de las variables y premisas que en ella se han adoptado, de manera que los resultados obtenidos deben ser interpretados en ese contexto e indican un marco de referencia y el rango de valores posibles.

---oooOOOooo---

ANEXO

CASOS A - B - C

SISTEMA DE TRANSMISIÓN YACURETA

ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO (USD)

CASO A

Monto de Inversión Total: 65.602.692
 Condiciones de Financiamiento:
 Monto financiado: 48.303.297
 Tasa de interés anual: variable
 Aporte Local: 17.299.396
 Tasa de descuento anual: 8,3%

Semestral: 4,07%

SEME- TRE	AÑOS	APORTE ANDE	SERVICIO DE DEUDA		COSTO DE LA ENERGÍA	ADM. OPER. Y MAINT.	TOTAL COSTOS	INGRESO	VALOR RESIDUAL	FLUJO NETO	FLUJO ACTUALIZADO
			PRINCIPAL	INTERÉS							
1	1996	18.021	0	0	0	0	18.021	0	0	-18.021	-17.316
2	1997	27.710	0	0	0	0	27.710	0	0	-27.710	-25.587
3	1997	27.710	0	0	0	0	27.710	0	0	-27.710	-24.587
4	1998	503.049	0	0	0	20.943	523.992	0	0	-523.992	-446.754
5	1998	503.049	0	0	0	20.943	523.992	0	0	-523.992	-429.293
6	1999	277.143	0	0	0	33.502	310.646	0	0	-310.646	-244.557
7	1999	277.143	0	0	0	33.502	310.646	0	0	-310.646	-234.999
8	2000	3.779.139	0	0	0	33.502	3.812.642	0	0	-3.812.642	-2.771.483
9	2000	3.779.139	0	0	0	33.502	3.812.642	0	0	-3.812.642	-2.663.164
10	2001	1.496.890	0	0	0	433.991	1.930.880	0	0	-1.930.880	-1.296.024
11	2001	1.496.890	0	0	0	433.991	1.930.880	0	0	-1.930.880	-1.245.371
12	2002	342.003	0	0	0	506.628	848.632	0	0	-848.632	-525.965
13	2002	342.003	0	0	0	506.628	848.632	0	0	-848.632	-505.399
14	2003	291.609	0	0	0	565.497	857.106	0	0	-857.106	-490.496
15	2003	291.609	0	0	0	565.497	857.106	0	0	-857.106	-471.326
16	2004	1.923.142	0	0	0	800.254	2.723.397	0	0	-2.723.397	-1.499.075
17	2004	1.923.142	1.946.364,32	1.088.279,04	0	800.254	5.758.040	0	0	-5.758.040	-2.923.700
18	2005	0	2.015.518,80	1.493.277,45	7.620.147	800.254	11.929.198	8.183.604	0	-3.745.594	-1.827.531
19	2005	0	2.015.518,80	1.405.063,99	7.620.147	800.254	11.840.985	8.183.604	0	-3.657.381	-1.714.746
20	2006	0	2.015.518,80	1.363.427,24	7.620.147	819.655	11.818.748	8.550.002	0	-3.268.746	-1.472.640
21	2006	0	2.015.518,80	1.277.330,90	7.620.147	819.655	11.732.652	8.550.002	0	-3.182.649	-1.377.812
22	2007	0	2.015.518,80	1.233.577,02	7.620.147	819.655	11.688.898	8.930.857	0	-2.758.041	-1.147.328
23	2007	0	2.015.518,80	1.155.949,18	7.620.147	819.655	11.611.270	8.930.857	0	-2.680.413	-1.071.456
24	2008	0	2.015.518,80	1.103.726,81	7.620.147	819.655	11.559.048	8.636.022	0	-2.923.026	-1.122.771
25	2008	0	2.015.518,80	1.021.864,72	7.620.147	819.655	11.477.186	8.636.022	0	-2.841.164	-1.048.674
26	2009	0	2.015.518,80	973.876,60	24.758.884	819.655	28.567.934	28.452.039	0	-115.895	-41.105
27	2009	0	2.015.518,80	894.131,63	24.758.884	819.655	28.468.189	28.452.039	0	-36.150	-12.320
28	2010	0	2.015.518,80	844.026,38	31.830.750	819.655	35.509.950	37.083.314	0	1.573.364	515.265
29	2010	0	2.015.518,80	766.398,54	31.830.750	819.655	35.432.372	37.083.314	0	1.650.992	519.556
30	2011	0	2.015.518,80	714.176,17	32.186.735	819.655	36.736.084	38.008.219	0	2.272.134	687.080
31	2011	0	2.015.518,80	642.193,99	32.186.735	819.655	35.664.102	38.008.219	0	2.344.116	681.143
32	2012	0	2.015.518,80	584.325,96	33.251.171	819.655	36.670.671	39.792.225	0	3.121.554	871.597
33	2012	0	2.015.518,80	510.932,36	33.251.171	819.655	36.597.277	39.792.225	0	3.194.948	857.224
34	2013	0	2.015.518,80	454.475,75	33.251.186	819.655	36.540.835	40.319.292	0	3.778.457	974.161
35	2013	0	2.015.518,80	383.199,27	33.251.186	819.655	36.469.559	40.319.292	0	3.849.733	953.746
36	2014	0	2.015.518,80	324.625,53	33.251.201	819.655	36.411.000	40.846.360	0	4.435.380	1.055.885
37	2014	0	2.015.518,80	255.466,18	33.251.201	819.655	36.341.841	40.846.360	0	4.504.519	1.030.438
38	2015	0	2.015.518,80	194.775,32	33.251.216	819.655	36.281.165	41.373.429	0	5.092.264	1.119.361
39	2015	0	2.015.518,80	128.438,80	33.251.216	819.655	36.214.828	41.373.429	0	5.158.600	1.089.625
40	2016	0	2.015.518,80	64.925,11	33.251.216	819.655	36.151.315	41.900.479	33.878.283	39.627.447	8.043.165
TOTAL		17.299.396	48.303.297	18.878.464	637.774.693	23.601.892	646.857.731	642.261.203	33.878.283	30.271.756	-8.193.223

SISTEMA DE TRANSMISIÓN YACURETA

ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO (USD)

CASO B

Monto de Inversión Total: 65.602.692

Condiciones de Financiamiento:

Monto financiado: 48.303.297

Tasa de interés anual: variable

Aporte Local: 17.299.396

Tasa de descuento anual: 8,3%

Semestral: 4,07%

SEME- STRE	AÑOS	APORTE ANDE	SERVICIO DE DEUDA		COSTO DE LA ENERGÍA	ADM.OPER.Y MANT.	TOTAL COSTOS	INGRESO	VALOR RESIDUAL	FLUJO NETO	FLUJO ACTUALIZADO
			PRINCIPAL	INTERÉS							
1	1996	18.021	0	0	0	0	18.021	0	0	-18.021	-17.316
2	1997	27.710	0	0	0	0	27.710	0	0	-27.710	-25.587
3	1997	27.710	0	0	0	0	27.710	0	0	-27.710	-24.587
4	1998	503.049	0	0	0	20.943	523.992	0	0	-523.992	-446.754
5	1998	503.049	0	0	0	20.943	523.992	0	0	-523.992	-429.293
6	1999	277.143	0	0	0	33.502	310.646	0	0	-310.646	-244.557
7	1999	277.143	0	0	0	33.502	310.646	0	0	-310.646	-234.999
8	2000	3.779.139	0	0	0	33.502	3.812.642	0	0	-3.812.642	-2.771.483
9	2000	3.779.139	0	0	0	33.502	3.812.642	0	0	-3.812.642	-2.663.164
10	2001	1.496.890	0	0	0	433.991	1.930.880	0	0	-1.930.880	-1.296.024
11	2001	1.496.890	0	0	0	433.991	1.930.880	0	0	-1.930.880	-1.245.371
12	2002	342.003	0	0	0	506.628	848.632	0	0	-848.632	-525.955
13	2002	342.003	0	0	0	506.628	848.632	0	0	-848.632	-505.399
14	2003	291.609	0	0	0	565.497	857.106	0	0	-857.106	-490.496
15	2003	291.609	0	0	0	565.497	857.106	0	0	-857.106	-471.326
16	2004	1.923.142	0	0	0	800.254	2.723.397	0	0	-2.723.397	-1.439.075
17	2004	1.923.142	1.946.364,32	1.088.279,04	0	800.254	5.758.040	0	0	-5.758.040	-2.923.700
18	2005	0	2.015.518,80	1.493.277,45	7.620.147	800.254	11.929.198	8.183.604	0	-3.745.594	-1.827.531
19	2005	0	2.015.518,80	1.405.063,99	7.620.147	800.254	11.840.985	8.183.604	0	-3.657.381	-1.714.746
20	2006	0	2.015.518,80	1.363.427,24	24.758.884	819.655	28.957.485	27.780.108	0	-1.177.377	-530.434
21	2006	0	2.015.518,80	1.277.330,90	24.758.884	819.655	28.871.368	27.780.108	0	-1.091.261	-472.430
22	2007	0	2.015.518,80	1.233.577,02	31.830.750	819.655	35.899.501	37.305.826	0	1.406.325	585.023
23	2007	0	2.015.518,80	1.155.948,18	31.830.750	819.655	35.821.873	37.305.826	0	1.483.953	593.189
24	2008	0	2.015.518,80	1.103.726,81	32.186.735	819.655	36.125.635	36.477.686	0	352.051	135.227
25	2008	0	2.015.518,80	1.021.864,72	32.186.735	819.655	36.043.773	36.477.686	0	433.913	160.158
26	2009	0	2.015.518,80	973.876,60	33.251.171	819.655	37.060.221	38.211.077	0	1.150.855	408.179
27	2009	0	2.015.518,80	894.131,63	33.251.171	819.655	36.980.476	38.211.077	0	1.230.600	419.404
28	2010	0	2.015.518,80	844.026,38	33.251.186	819.655	36.930.366	38.738.143	0	1.807.757	592.027
29	2010	0	2.015.518,80	786.398,54	33.251.186	819.655	36.852.758	38.738.143	0	1.885.395	593.318
30	2011	0	2.015.518,80	714.176,17	33.251.201	819.655	36.800.551	39.265.211	0	2.464.660	745.298
31	2011	0	2.015.518,80	642.193,99	33.251.201	819.655	36.728.569	39.265.211	0	2.536.642	737.086
32	2012	0	2.015.518,80	584.325,96	33.251.201	819.655	36.670.701	38.792.261	0	3.121.560	871.598
33	2012	0	2.015.518,80	510.932,36	33.251.201	819.655	36.597.307	38.792.261	0	3.194.954	857.225
34	2013	0	2.015.518,80	454.475,75	33.251.201	819.655	36.540.850	40.319.310	0	3.778.460	974.162
35	2013	0	2.015.518,80	383.198,27	33.251.201	819.655	36.469.574	40.319.310	0	3.849.736	953.747
36	2014	0	2.015.518,80	324.625,53	33.251.201	819.655	36.411.000	40.846.360	0	4.435.360	1.055.885
37	2014	0	2.015.518,80	255.466,18	33.251.201	819.655	36.341.841	40.846.360	0	4.504.519	1.030.438
38	2015	0	2.015.518,80	194.775,32	33.251.201	819.655	36.281.150	41.373.410	0	5.092.260	1.119.360
39	2015	0	2.015.518,80	128.438,80	33.251.201	819.655	36.214.813	41.373.410	0	5.158.597	1.069.624
40	2016	0	2.015.518,80	64.925,11	33.251.201	819.655	36.151.300	41.900.460	33.878.283	39.627.444	8.043.164
TOTAL		17.299.396	48.303.297	18.878.484	691.660.981	23.601.892	799.644.009	818.488.451	33.878.283	52.720.726	663.888

SISTEMA DE TRANSMISIÓN YACAPETA

ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO (USD)

CASO C

Monto de Inversión Total: 65.602.692
 Condiciones de Financiamiento:
 Monto financiado: 48.303.297
 Tasa de interés anual: variable
 Aporte Local: 17.299.395
 Tasa de descuento anual: 8,3% Semestral 4,07%

SEMIESTRE	AÑOS	APORTE ANDE	SERVICIO DE DEUDA		COSTO DE LA ENERGÍA	ADMOPERY MANT.	TOTAL COSTOS	INGRESO	VALOR RESIDUAL	FLUJO NETO	FLUJO ACTUALIZADO
			PRINCIPAL	INTERÉS							
1	1996	18.021	0	0	0	0	18.021	0	0	-18.021	-17.316
2	1997	27.710	0	0	0	0	27.710	0	0	-27.710	-25.587
3	1997	27.710	0	0	0	0	27.710	0	0	-27.710	-24.587
4	1998	503.049	0	0	0	20.943	523.992	0	0	-523.992	-446.754
5	1998	503.049	0	0	0	20.943	523.992	0	0	-523.992	-429.293
6	1999	277.143	0	0	0	33.502	310.646	0	0	-310.646	-244.557
7	1999	277.143	0	0	0	33.502	310.646	0	0	-310.646	-234.999
8	2000	3.779.139	0	0	0	33.502	3.812.642	0	0	-3.812.642	-2.771.483
9	2000	3.779.139	0	0	0	33.502	3.812.642	0	0	-3.812.642	-2.963.164
10	2001	1.496.890	0	0	0	433.991	1.930.880	0	0	-1.930.880	-1.296.024
11	2001	1.496.890	0	0	0	433.991	1.930.880	0	0	-1.930.880	-1.245.371
12	2002	342.003	0	0	0	506.628	848.632	0	0	-848.632	-525.955
13	2002	342.003	0	0	0	506.628	848.632	0	0	-848.632	-505.399
14	2003	291.809	0	0	0	565.497	857.106	0	0	-857.106	-490.496
15	2003	291.809	0	0	0	565.497	857.106	0	0	-857.106	-471.326
16	2004	1.923.142	0	0	0	800.254	2.723.397	0	0	-2.723.397	-1.439.075
17	2004	1.923.142	0	0	0	800.254	2.723.397	0	0	-2.723.397	-1.439.075
18	2005	0	1.946.364,32	1.088.279,04	7.620.147	800.254	5.758.040	8.183.604	0	8.183.604	-2.923.700
19	2005	0	2.015.518,80	1.493.277,45	7.620.147	800.254	11.929.198	8.183.604	0	-3.745.594	-1.827.531
20	2006	0	2.015.518,80	1.405.063,99	24.758.884	819.655	28.957.485	27.979.964	0	-3.657.381	-1.714.746
21	2006	0	2.015.518,80	1.363.427,24	24.758.884	819.655	28.957.485	27.979.964	0	-977.520	-440.394
22	2007	0	2.015.518,80	1.277.330,90	31.830.750	819.655	35.899.501	38.099.567	0	-891.424	-385.909
23	2007	0	2.015.518,80	1.233.577,02	31.830.750	819.655	35.899.501	38.099.567	0	2.200.066	915.214
24	2008	0	2.015.518,80	1.155.949,18	32.186.735	819.655	35.821.873	37.753.130	0	2.277.694	910.475
25	2008	0	2.015.518,80	1.103.726,81	32.186.735	819.655	36.125.635	37.753.130	0	1.627.495	625.141
26	2008	0	2.015.518,80	1.021.864,72	32.186.735	819.655	36.043.773	37.753.130	0	1.709.357	630.924
27	2009	0	2.015.518,80	973.876,60	33.251.171	819.655	37.060.221	40.055.749	0	2.995.528	1.062.438
28	2009	0	2.015.518,80	894.131,63	33.251.171	819.655	36.980.476	40.055.749	0	3.075.273	1.048.092
29	2010	0	2.015.518,80	844.026,38	33.251.186	819.655	36.930.366	40.582.817	0	3.652.431	1.196.144
30	2010	0	2.015.518,80	766.398,54	33.251.186	819.655	36.852.758	40.582.817	0	3.730.059	1.173.824
31	2011	0	2.015.518,80	714.176,17	33.251.201	819.655	36.800.551	41.109.885	0	4.309.334	1.303.117
32	2011	0	2.015.518,80	642.193,99	33.251.201	819.655	36.728.569	41.109.885	0	4.381.316	1.273.103
33	2012	0	2.015.518,80	584.325,96	33.251.201	819.655	36.670.701	41.636.935	0	4.966.234	1.386.666
34	2012	0	2.015.518,80	510.932,36	33.251.201	819.655	36.597.307	41.636.935	0	5.039.628	1.352.163
35	2013	0	2.015.518,80	454.475,75	33.251.201	819.655	36.540.850	42.163.985	0	5.623.134	1.449.755
36	2013	0	2.015.518,80	383.199,27	33.251.201	819.655	36.469.574	42.163.985	0	5.694.411	1.410.752
37	2014	0	2.015.518,80	324.825,53	33.251.201	819.655	36.411.000	42.691.035	0	6.280.034	1.496.030
38	2014	0	2.015.518,80	255.466,18	33.251.201	819.655	36.341.841	42.691.035	0	6.349.194	1.452.420
39	2015	0	2.015.518,80	194.775,32	33.251.201	819.655	36.281.150	43.218.084	0	6.936.934	1.524.849
40	2015	0	2.015.518,80	125.438,80	33.251.201	819.655	36.214.813	43.218.084	0	7.003.271	1.479.265
40	2016	0	2.015.518,80	64.925,11	33.251.201	819.655	36.151.300	43.745.134	33.878.283	41.472.118	8.417.577
TOTAL		17.299.395	48.303.297	18.878.464	691.560.961	23.601.892	799.644.009	850.694.643	33.878.283	84.928.918	9.983.286

TIR 6,1%

GLOSARIO

- **Energía Requerida:** es la cantidad, medida en unidades físicas, necesaria para satisfacer la demanda del mercado en un lugar y período considerado. Incluye la energía facturada, así como las pérdidas técnicas y no técnicas.
- **Energía Facturada:** es el consumo de energía eléctrica considerada en el facturamiento de los clientes o consumidores en un determinado período.
- **Energía Incremental:** es la energía a ser suministrada al mercado, una vez puesta en servicio las obras consideradas en el proyecto, resultante de la diferencia entre la energía requerida sin la realización del proyecto y la energía requerida con la realización del proyecto.
- **Pérdidas Técnicas:** son aquellas pérdidas de energía eléctrica producidas durante el transporte y distribución de la energía de una red considerada.
- **Pérdidas no Técnicas:** formada por la energía no facturada a los clientes, debido a conexiones directas al sistema de distribución (robo, hurto).
- **Tarifas:** es el importe a pagar por el consumo de un KWh que incluye el costo de producción de la energía como el transporte y distribución, adaptada a las características corrientes de los suministros y a la categoría de los clientes.
- **Consumo:** es la cantidad de energía eléctrica utilizada por el cliente. Se mide en KWh. (Kilovatios hora).





ANDE

FLUJO DE CAJA A LARGO PLAZO

Periodo 2005 - 2008

15 de octubre de 2004

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN
2. PRINCIPALES SUPUESTOS
3. RESULTADOS OBTENIDOS
4. CONCLUSIÓN

ANEXO

- Flujo de caja estimado – año 2004

1. INTRODUCCIÓN

Este informe tiene por objeto presentar el Flujo de Caja a Largo Plazo de la ANDE, para el periodo 2005 - 2008. El mismo utiliza los datos referentes a la situación financiera de la Empresa, buscando básicamente la optimización del efectivo disponible.

El Flujo de Caja de Largo Plazo ha sido elaborado tomando como base el Flujo de Caja estimado para el cierre del año 2004 y teniendo en cuenta, principalmente, las implicancias de la modalidad de compra de potencia y energía de las entidades Binacionales Itaipú y Yacyretá, así como la variación cambiaria (guaraní/dólar estadounidense).

2. PRINCIPALES SUPUESTOS

Se exponen a continuación los principales supuestos utilizados para la elaboración del Flujo de Caja 2005-2008:

- **Tasa de inflación:** 10% anual para todo el periodo.
- **Relación cambiaria guaraní/dólar:** se asume una variación cambiaria interanual del 10%, para el periodo analizado.
- **Saldo disponible al inicio:** como punto de partida se ha considerado el saldo estimado al cierre del año 2004, que al tipo de cambio de 6.300 G./USD asciende a USD 13,8 millones.
- **Energía facturada:** fueron utilizadas las unidades físicas (MWh) previstas para el año 2005 con un crecimiento promedio anual de 4% para el periodo 2006 – 2008. La tasa de crecimiento de mercado ha sido obtenida del informe "Estudio de Mercado de Energía Eléctrica, periodo 2002-2012", realizado por la ANDE.
- **Compra de energía:** para el año 2005 fue utilizado el valor del Proyecto de Presupuesto para dicho año, considerando una tarifa de 18,30 USD/kW.mes para la compra de potencia contratada y 4,8 USD/MWh para la "Energía Superior a la Garantizada" proveniente de la Itaipú Binacional. Para la compra de energía de la Entidad Binacional Yacyreta la tarifa considerada es de 30 USD/MWh.

Este ejercicio ha asumido la modalidad de contratación de la Itaipú Binacional similar a las obtenidas en los años 2003-2004. Si bien, las negociaciones aún no han sido cerradas, dado el avance de las mismas se espera que dicha modalidad de contratación pueda ser concretada para el ejercicio 2005.

A partir del año 2006 se analizaron los siguientes casos:

Caso A: asume modalidades de compras similares a las del año 2005, incrementando la potencia contratada de la Itaipú Binacional, conforme al crecimiento estimado del mercado.

Caso B: contempla un sistema eléctrico integrado, con separación de dos máquinas de la Entidad Binacional Yacyreta, considerando la disminución de la disponibilidad de la "Energía Superior a la Garantizada" proveniente de la Itaipú Binacional.

Ambos casos consideran, para los años 2006 al 2008, la tarifa de la Itaipú Binacional correspondiente al año 2005, de 18,30 USD/kW.mes, incrementada anualmente conforme a la tasa del último reajuste de la mencionada tarifa registrada en el año 2004. Para la energía proveniente de la Entidad Binacional Yacyreta se asume el precio de 30 USD/MWh para todo el periodo.

- **Pagos a ser realizados a la Itaipú Binacional por compra de energía:** se asumen los pagos de la totalidad de la contratación anual, así como el pago de la deuda correspondiente a las facturas impagas en concepto de contratación de potencia del periodo 1999 a febrero de 2001, estimados anualmente en USD 14,4 millones.
- **Pagos a la Entidad Binacional Yacyretá:** se asumen pagos del valor total de la energía a comprar en cada año durante todo el horizonte, con relación al saldo deudor por compra de energía al año 2004 equivalente a USD 12 millones, será compensado año a año con los resarcimientos provenientes de la EBY hasta la cancelación total de la misma.
- **Plan de Inversiones para el periodo 2005-2008:** incluye ciertas obras muy rentables desde el punto de vista financiero, como la construcción de la Central Hidroeléctrica del río Yguazú, la restauración y modernización de la Central

Hidroeléctrica Acaray – 3ª Etapa, y otras obras de Transmisión y Distribución necesarias para atender el crecimiento vegetativo del mercado y la reducción de las pérdidas de energía, cuyo valor total ascendería a USD 350 millones para el periodo 2005 - 2008.

- **Gastos en Personal:** para el periodo 2006 – 2008 se toma como base el valor del Proyecto de Presupuesto del año 2005, el cual es incrementado por la inflación estimada para cada año de dicho periodo.

3. RESULTADOS OBTENIDOS

Considerando los supuestos enunciados precedentemente, principalmente lo referente a la compra de energía y a la relación guaraní/dólar americano, la ANDE cumpliría sus compromisos contractuales en el año 2005, con los recursos financieros disponibles. Sin embargo, en el periodo 2006-2007 requeriría reajustes tarifarios para continuar cumpliendo a cabalidad sus compromisos en el horizonte de análisis, según se indica en la siguiente tabla:

CUADRO N° 1

	AÑOS	2005	2006	2007	2008
CASO A	Reajuste Requerido	-	8,0%	8,0%	-
	Caja al final (Millones USD)	30,1	28,1	28,7	10,8
CASO B	Reajuste Requerido	-	20,0%	15,0%	-
	Caja al final (Millones USD)	30,1	24,0	28,6	14,1

Es importante mencionar que los reajustes tarifarios requeridos para cada caso, son aplicados de una sola vez, a partir del mes de enero del año correspondiente.

4. CONCLUSIÓN

Los resultados obtenidos indican la fuerte dependencia de la ANDE a la modalidad de contratación de energía con las Entidades Binacionales, principal componente de los costos de la Empresa, así como al comportamiento de la relación cambiaria G./USD. Por

lo tanto, en la medida en que aumenten los costos por contratación de energía, se requerirían reajustes tarifarios a los efectos de cumplir con los compromisos corrientes y honrar la deuda pendiente por compra de energía de la Itaipú Binacional.

Finalmente, debe recordarse que los resultados obtenidos en el presente estudio están estrictamente en función a las variables que se incluyen en él y en los supuestos que se han adoptado, de manera que los mismos deben ser interpretados en ese contexto e indican un marco de referencia y un rango de valores posibles.

---oooOOOooo---

CASO A

**CON MODALIDAD DE CONTRATACIÓN DE ITAIPÚ
BINACIONAL SIMILAR AL PERIODO 2003 - 2004**

RESUMEN DEL FLUJO DE CAJA

CONCEPTOS	2005	2006	2007	2008
Tipo de cambio promedio (G./US\$)	6.607	6.930	7.268	7.623
Inflación (IPC)	10%	10%	10%	10%
Venta de Energía (GWh) Mercado Nacional	4.543,1	4.752,1	4.961,2	5.174,5
Precio Promedio (Mills US\$/kWh) Merc.Nacional	46,92	48,31	49,75	47,43
Reajuste tarifario	0,0%	8,0%	8,0%	0,0%
Compra del Período de Itaipú (Millones US\$)	99,1	123,4	135,3	147,5
Compra del Período Yacyretá (Millones US\$)	18,9	18,9	18,9	18,9
Pagos Corrientes (Millones US\$)	118,7	142,9	154,8	167,1
Pago de Deuda Vencida Itaipú (Millones US\$)	14,40	14,40	14,40	14,40
Saldo Deuda Vencida Itaipú al final (Millones US\$)	106,40	104,08	101,47	98,55
Contrapartida Local	11,9	11,3	10,8	8,5
Préstamos Obtenidos (Millones US\$)	1,4	0,0	0,0	0,0
Préstamos a Obtener (Millones US\$)	10,5	11,3	10,8	8,5
Servicio de Deuda	33,8	37,6	41,2	42,4
Préstamos Obtenidos (Millones US\$)	32,5	34,1	35,1	34,1
Préstamos a Obtener (Millones US\$)	1,3	3,4	6,1	8,3
Caja al comienzo del período (Millones US\$)	13,8	30,1	28,1	28,7
Caja al final (Millones US\$)	30,1	28,1	28,7	10,8



CONCEPTOS	2005	2006	2007	2008	TOTALES 2005-2008
Ingresos de Explotación	220,0	236,8	254,4	253,4	964,7
Gastos de Explot. exc. Deprec.	(46,6)	(53,7)	(56,3)	(59,0)	(215,6)
Servicios personales	(31,2)	(37,5)	(39,4)	(41,3)	(149,4)
Otros	(15,4)	(16,1)	(16,9)	(17,7)	(66,2)
Efectivo generado en operación	173,4	183,1	198,1	194,3	749,0
Ingresos Ajenos a Explotación	22,4	22,4	22,4	22,4	89,7
Utilidad de capital ITP -adicional	11,2	11,2	11,2	11,2	44,9
Resarcimientos Itaipú	11,2	11,2	11,2	11,2	44,8
Desembolso de Préstamos	56,5	65,4	74,8	64,6	261,3
TOTAL INGRESOS	252,4	270,9	295,4	281,3	1.100,0
Servicio de la Deuda Externa	(33,8)	(37,6)	(41,2)	(42,4)	(154,9)
Obtenidos	(32,5)	(34,1)	(35,1)	(34,1)	(135,8)
Amortización	(22,3)	(24,5)	(26,3)	(26,5)	(99,5)
Intereses y Comisiones	(10,2)	(9,7)	(8,7)	(7,6)	(36,3)
A obtener	(1,3)	(3,4)	(6,1)	(8,3)	(19,1)
Amortización	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Intereses y Comisiones	(1,3)	(3,4)	(6,1)	(8,7)	(19,5)
Inversiones	(68,4)	(76,7)	(85,6)	(73,1)	(303,9)
Recursos externos	(56,5)	(65,4)	(74,8)	(64,6)	(261,3)
Recursos Propios	(11,9)	(11,3)	(10,8)	(8,5)	(42,5)
TOTAL EGRESOS	(102,3)	(114,3)	(126,8)	(115,4)	(458,8)
SUPERAVIT (DEFICIT) DEL PERIODO	150,1	156,7	168,5	165,9	641,2
Pagos por Compra de Energía	(133,1)	(157,3)	(169,2)	(181,5)	(641,1)
Itaipú Binacional	(114,2)	(138,4)	(150,3)	(162,5)	(565,3)
Yacyretá	(18,9)	(18,9)	(18,9)	(18,9)	(75,8)
CAJA AL COMIENZO DEL PERIODO	13,8	30,1	28,1	28,7	100,7
CAJA AL FINAL DEL PERIODO	30,1	28,1	28,7	10,8	97,7

[Firma]

A N D E**CUENTAS A PAGAR POR COMPRA DE ENERGIA****Miles de US\$ Corrientes**

CONCEPTOS	2005	2006	2007	2008
SALDO INICIAL	120.657,3	116.409,3	111.575,3	106.463,3
ITAIPU	108.480,0	106.402,0	104.075,0	101.470,0
Yacyreta	12.177,3	10.007,3	7.500,3	4.993,3
PAGOS DEL PERIODO	133.108,8	157.343,3	169.210,6	181.452,8
ITAIPU	114.159,6	138.394,1	150.261,4	162.503,6
Deuda Vencida	14.400,9	14.400,9	14.400,9	14.400,9
Convenio N° 5808/99	651,2	630,5	609,8	589,2
Compra de Energía	99.107,5	123.362,6	135.250,7	147.513,5
YACYRETA	18.949,2	18.949,2	18.949,2	18.949,2
SALDO FINAL	116.409,3	111.575,3	106.463,3	101.038,3
ITAIPU	106.402,0	104.075,0	101.470,0	98.552,0
YACYRETA	10.007,3	7.500,3	4.993,3	2.486,3



CONCEPTOS	2005	2006	2007	2008
Tipo de cambio (Gs/US\$)	6,607	6,930	7,268	7,623
Inflación (IPC)	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Venta de Energía (MWh) - MN	4.543.117,9	4.752.101,3	4.961.193,8	5.174.525,1
Número de Usuarios facturados - MN + ME	1.047.909,0	1.077.809,0	1.108.015,0	1.138.555,0
Número de Funcionarios	3.098	3.098	3.098	3.098
Ventas (MWh) por funcionario	1.466	1.534	1.601	1.670
Usuarios fact. por funcionario	338	348	358	368
Funcionarios x cada 1000 usuarios	2,96	2,87	2,80	2,72
Precio Promedio (G/kWh) Mercado Nacional	310,00	334,80	361,58	361,58
Precio Promedio (Mills US\$/kWh) Merc.Nacional	46,92	48,31	49,75	47,43
Gastos Explotación (Gs/kWh) - MN	305,56	347,31	372,21	398,56
Gastos Explotación (Mills/kWh) - MN	46,24	50,12	51,21	52,28
Gtos.Explot./Ingr.Explot. (%)	95,49%	100,57%	99,85%	106,78%
Gastos Explotación - Estructura	100%	100%	100%	100%
Compra de Energía	63%	66%	67%	67%
Depreciación	15%	14%	14%	14%
Servicios personales	17%	16%	15%	15%
Otros	4%	4%	4%	4%
Ingresos de Explotación - Estructura	100%	100%	100%	100%
Ingresos por Venta de Energía	99%	99%	99%	99%
Otros Ingresos	1%	1%	1%	1%
DEUDAS - Millones US\$	150,2	149,1	147,7	143,4
Vencida (energía)	116,4	111,6	106,5	101,0
A vencer Serv.Deuda (Obten. + a obten.)	33,8	37,6	41,2	42,4
A obtener	1,3	3,4	6,1	8,3
Obtenidas	32,5	34,1	35,1	34,1

A N D E**CRONOGRAMA DE OBRAS DE INVERSION 2005 - 2008**
(miles de USD)

	2005	2006	2007	2008	TOTAL
DISTRIBUCION	40.060	22.876	22.902	22.603	153.402
Contrapartida Local	19.727	8.750	8.356	8.128	44.961
Desembolso de Préstamos Obtenidos	7.600	0	0	0	7.600
Prestamo a Obtener	32.460	22.876	22.902	22.603	100.841
GENERACION	18.780	32.220	42.000	42.000	135.000
Prestamo a Obtener	14.280	32.220	42.000	42.000	130.500
Acaray	14.280	11.220	0	0	25.500
Yguazú	0	21.000	42.000	42.000	105.000
Contrapartida Local	4.500	0	0	0	4.500
TRANSMISION	27.283	10.287	9.893	0	61.788
Contrapartida Local	8.921	2.572	2.473	359	14.325
BID	0	0	0	0	0
JBIC	4.773	0	0	0	4.773
Prestamo a Obtener	22.510	10.287	9.893	0	42.690
TOTAL	86.123	65.383	74.795	64.603	350.190

Nota: No incluye USD 30,8 millones monto previsto para desembolos en el año 2004.





CASO B

El presente caso se refiere a la separación de las máquinas de la

**CON SEPARACIÓN DE DOS MAQUINAS DE LA
ENTIDAD BINACIONAL YACYRETÁ A PARTIR
DEL AÑO 2006**

RESUMEN DEL FLUJO DE CAJA

CONCEPTOS	2005	2006	2007	2008
Tipo de cambio promedio (G./US\$)	6.607	6.930	7.268	7.623
Inflación (IPC)	10%	10%	10%	10%
Venta de Energía (GWh) Mercado Nacional	4.543,1	4.752,1	4.961,2	5.174,5
Precio Promedio (Mills US\$/kWh) Merc.Nacional	46,92	53,68	58,86	56,12
Reajuste tarifario	0,0%	20,0%	15,0%	0,0%
Compra del Período de Itaipú (Millones US\$)	99,1	118,8	128,5	140,6
Compra del Período Yacyretá (Millones US\$)	18,9	53,2	67,4	68,1
Pagos Corrientes (Millones US\$)	118,7	172,7	196,4	209,3
Pago de Deuda Vencida Itaipú (Millones US\$)	14,40	14,40	14,40	14,40
Saldo Deuda Vencida Itaipú al final (Millones US\$)	106,40	104,08	101,47	98,55
Contrapartida Local	11,9	11,3	10,8	8,5
Préstamos Obtenidos (Millones US\$)	1,4	0,0	0,0	0,0
Préstamos a Obtener (Millones US\$)	10,5	11,3	10,8	8,5
Servicio de Deuda	33,8	37,6	41,2	42,4
Préstamos Obtenidos (Millones US\$)	32,5	34,1	35,1	34,1
Préstamos a Obtener (Millones US\$)	1,3	3,4	6,1	8,3
Caja al comienzo del período (Millones US\$)	13,8	30,1	24,0	28,6
Caja al final (Millones US\$)	30,1	24,0	28,6	14,1



ANDE**FLUJO DE CAJA**

Millones US\$

CONCEPTOS	2005	2006	2007	2008	TOTALES 2005-2008
Ingresos de Explotación	220,0	262,5	299,9	298,6	1.080,9
Gastos de Explot. exc. Deprec.	(46,6)	(53,7)	(56,3)	(59,0)	(215,6)
Servicios personales	(31,2)	(37,5)	(39,4)	(41,3)	(149,4)
Otros	(15,4)	(16,1)	(16,9)	(17,7)	(66,2)
Efectivo generado en operación	173,4	208,8	243,6	239,5	865,3
Ingresos Ajenos a Explotación	22,4	22,4	22,4	22,4	89,7
Utilidad de capital ITP -adicional	11,2	11,2	11,2	11,2	44,9
Resarcimientos Itaipú	11,2	11,2	11,2	11,2	44,8
Desembolso de Préstamos	56,5	65,4	74,8	64,6	261,3
TOTAL INGRESOS	252,4	296,6	340,8	326,5	1.216,3
Servicio de la Deuda Externa	(33,8)	(37,6)	(41,2)	(42,4)	(154,9)
Obtenidos	(32,5)	(34,1)	(35,1)	(34,1)	(135,8)
Amortización	(22,3)	(24,5)	(26,3)	(26,5)	(99,5)
Intereses y Comisiones	(10,2)	(9,7)	(8,7)	(7,6)	(36,3)
A obtener	(1,3)	(3,4)	(6,1)	(8,3)	(19,1)
Amortización	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Intereses y Comisiones	(1,3)	(3,4)	(6,1)	(8,7)	(19,5)
Inversiones	(68,4)	(76,7)	(85,6)	(73,1)	(303,9)
Recursos externos	(56,5)	(65,4)	(74,8)	(64,6)	(261,3)
Recursos Propios	(11,9)	(11,3)	(10,8)	(8,5)	(42,5)
TOTAL EGRESOS	(102,3)	(114,3)	(126,8)	(115,4)	(458,8)
SUPERAVIT (DEFICIT) DEL PERIODO	150,1	182,3	214,0	211,1	757,5
Pagos por Compra de Energía	(133,1)	(187,1)	(210,8)	(223,7)	(754,7)
Itaipú Binacional	(114,2)	(133,9)	(143,5)	(155,6)	(547,1)
Yaciretá	(18,9)	(53,2)	(67,4)	(68,1)	(207,6)
CAJA AL COMIENZO DEL PERIODO	13,8	30,1	24,0	28,6	96,4
CAJA AL FINAL DEL PERIODO	30,1	24,0	28,6	14,1	96,7

A N D E**CUENTAS A PAGAR POR COMPRA DE ENERGIA****Miles de US\$ Corrientes**

CONCEPTOS	2005	2006	2007	2008
SALDO INICIAL	120.657,3	116.409,3	111.575,3	106.463,3
ITAIPU	108.480,0	106.402,0	104.075,0	101.470,0
Yacyreta	12.177,3	10.007,3	7.500,3	4.993,3
PAGOS DEL PERIODO	133.108,8	187.101,3	210.849,4	223.575,2
ITAIPU	114.159,6	133.874,6	143.479,0	155.592,9
Deuda Vencida	14.400,9	14.400,9	14.400,9	14.400,9
Convenio N° 5808/99	651,2	630,5	609,8	589,2
Compra de Energía	99.107,5	118.843,2	128.468,3	140.602,8
YACYRETA	18.949,2	53.226,7	67.370,4	68.082,4
SALDO FINAL	116.409,3	111.575,3	106.463,3	101.038,3
ITAIPU	106.402,0	104.075,0	101.470,0	98.552,0
YACYRETA	10.007,3	7.500,3	4.993,3	2.486,3



ANDE

INDICADORES

CONCEPTOS	2005	2006	2007	2008
Tipo de cambio (Gs/US\$)	6.607	6.930	7.268	7.623
Inflación (IPC)	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Venta de Energía (MWh) - MN	4.543.117,9	4.752.101,3	4.961.193,8	5.174.525,1
Número de Usuarios facturados - MN + ME	1.047.909,0	1.077.809,0	1.108.015,0	1.138.555,0
Número de Funcionarios	3.098	3.098	3.098	3.098
Ventas (MWh) por funcionario	1.466	1.534	1.601	1.670
Usuarios fact. por funcionario	338	348	358	368
Funcionarios x cada 1000 usuarios	2,96	2,87	2,80	2,72
Precio Promedio (G/kWh) Mercado Nacional	310,00	372,00	427,80	427,80
Precio Promedio (Mills US\$/kWh) Merc.Nacional	46,92	53,68	58,86	56,12
Gastos Explotación (Gs/kWh) - MN	305,56	390,71	433,21	460,76
Gastos Explotación (Mills/kWh) - MN	46,24	56,38	59,60	60,44
Gtos.Explot./Ingr.Explot. (%)	95,49%	102,08%	98,61%	104,76%
Gastos Explotación - Estructura	100%	100%	100%	100%
Compra de Energía	63%	70%	71%	72%
Depreciación	15%	12%	12%	12%
Servicios personales	17%	14%	13%	13%
Otros	4%	4%	4%	3%
Ingresos de Explotación - Estructura	100%	100%	100%	100%
Ingresos por Venta de Energía	99%	99%	99%	99%
Otros Ingresos	1%	1%	1%	1%
DEUDAS - Millones US\$	150,2	149,1	147,7	143,4
Vencida (energía)	116,4	111,6	106,5	101,0
A vencer Serv.Deuda (Obten. + a obten.)	33,8	37,6	41,2	42,4
A obtener	1,3	3,4	6,1	8,3
Obtenidas	32,5	34,1	35,1	34,1

ANEXO

FLUJO DE CAJA ESTIMADO – AÑO 2004

FLUJO DE CAJA AÑO 2004
FUENTE DE FINANCIAMIENTO INTERNO (30)
(Millones de Guaraníes)

ESCENARIO A: COTIZACIÓN DE CIERRE AL 31/12/03 6170 G/USD Y COTIZACIÓN DE CIERRE DEL AÑO 2004 ESTIMADA DE 6300 G/USD

CONCEPTOS	2004												TOTALES ESTIMADOS	
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC		
INGRESOS														
Ingresos por venta de energía (IVA incluido)	125.920	129.686	153.170	117.252	132.970	132.549	110.222	114.640	119.375	135.000	125.000	140.000	1.535.784	
Resarcimientos de Itaipú	4.813	4.976	4.403	3.935	4.489	4.208	4.547	4.518	4.519	4.441	4.417	5.059	54.327	
Ajuste de resarcimiento de Itaipú	2.061	2.002	2.337	2.257	2.255	2.326	2.329	2.328	2.349	2.361	2.408	2.479	27.491	
Dividendos Itaipú (Utilidades de Capital)						35.460							35.460	
Otros Ingresos	166	33	3.774	17	66	383	132	101	198	1.855	1.231	2.192	10.148	
Intereses Bancarios	3	3	20	887	16	8	408	8	10	126	112	2.282	3.885	
TOTAL INGRESOS	132.964	136.699	163.704	124.348	139.797	174.933	117.640	121.595	126.451	143.783	133.168	152.012	1.667.096	

EGRESOS														
Servicio de Deuda Externa	36.050	1.079	6.854	34.173	17.590	52.506	17.950	0	24	178	26.814	15.250	208.468	
Servicios personales	14.523	15.793	14.195	17.652	17.731	18.009	12.157	14.435	14.529	15.529	15.435	32.285	202.273	
Impuestos varios	17.718	2.191	10.281	11.782	10.696	11.230	10.162	8.473	13.514	12.998	12.405	18.307	139.757	
Aportes Inter gubernamentales	2.650	5.300	0	0	0	7.950	0	0	0	0	0	0	15.900	
Bienes de Cambio	53.864	54.728	89.838	86.497	62.928	58.039	53.877	58.846	57.683	53.985	54.701	56.521	741.505	
Pagos a IPU por compras del periodo	45.238	43.470	50.306	50.329	50.384	49.353	44.977	44.204	45.502	45.284	45.826	47.386	562.260	
Ajuste de rescindimientos y royalties (energía superior a la garantizada)	0	0	1.184	1.152	2.290	1.194	1.190	1.189	1.197	1.206	1.231	1.267	13.102	
Deuda Vencida Itaipú	8.273	10.916	38.015	34.693	9.917	7.160	7.379	13.123	10.653	7.162	7.305	7.520	162.112	
Convenio SEMD 5808	353	342	333	323	337	331	331	330	331	333	339	348	4.032	
Otros gastos corrientes	2.075	5.203	5.105	4.370	2.639	6.223	2.722	3.561	5.215	10.674	12.634	16.089	76.511	
Inversiones con recursos propios	20.064	11.405	17.897	14.181	8.395	19.396	6.478	8.159	17.099	31.158	46.272	68.819	269.321	
TOTAL EGRESOS	146.944	95.699	144.170	168.655	119.978	173.352	103.346	93.474	108.064	124.522	168.261	207.270	1.653.735	
NETO DEL MES	(13.980)	41.000	19.534	(44.306)	19.819	1.581	14.294	28.122	18.387	19.261	(35.093)	(55.258)		
SALDO DISPONIBLE AL INICIO	73.394	59.415	100.415	119.949	75.643	95.462	97.043	111.337	139.458	157.845	177.106	142.013		
SALDO DISPONIBLE AL FINAL	59.415	100.415	119.949	75.643	95.462	97.043	111.337	139.458	157.845	177.106	142.013	86.755		
Tipo de Cambio G./USD	6.220	6.045	5.890	5.735	6.000	5.910	5.920	5.915	5.955	6.000	6.120	6.300		

[Firma]

Ayuda Memoria de la Primera Reunión del Taller de Terminación de Proyecto

Asunción 8 de octubre de 2004

1. Participantes

Los días 8 y 22 del mes de octubre se realizaron en Asunción, en la sede de la ANDE, las reuniones del taller de terminación del Proyecto "Sistema de Transmisión de Yacyreta", Préstamo 918/OC-PR para la preparación del correspondiente PCR.

Participaron en la reunión personal gerencial, técnico y administrativo clave que ha estado a cargo del proyecto, así como una funcionaria de la Unidad Central de Inversión Pública (UCIP) del Ministerio de Hacienda, representante el Gobierno de Paraguay, Prestatario del préstamo en cuestión.

Por parte del Banco se contó con la presencia de los Especialistas responsables de la supervisión del proyecto en la Representación, además de un especialista de la sede y un consultor que en el pasado como funcionario del BID fue miembro del equipo que participó en el diseño del proyecto en la Sede.

Estuvieron presentes por el Banco Ricardo Pinto Pinheiro, de la sede, Alberto de Egea, Especialista Nacional y Gustavo Sierra, Especialista Financiero, ambos de la Representación en Paraguay y el consultor Antonio Carlos Tatit Holtz. Por la ANDE asistieron Nicanor Fleitas, Arnaldo Insfran, Rafael Almada, Alcibíades Leguizamón Storm, María del Rocío Cueto de Achón, Myriam G. Amarilla Luraschi, Enrique Gavilán Sánchez, José Villamayor, Carolina Alegre, Alba Inchausti, Ángel Gonzáles Ferreira, Tito Ocariz e Ingrid Candia. Por el Prestatario asistió Patricia Nardelli, Coordinadora de Monitoreo y Evaluación de la UCIP del Ministerio de Hacienda.

2. Objetivos del Taller de Terminación de Proyecto

Durante la primera reunión del Taller de Terminación de Proyecto (TTP) se hizo una **evaluación** del Proyecto que termina, en forma realmente participativa de parte de Paraguay, **identificando** los **resultados** que fueron **logrados** y las **tareas críticas pendientes para garantizar la sostenibilidad** de aquellos impactos, efectos, productos y acciones iniciados por el proyecto y que están generando los beneficios esperados del mismo.

A fin de que el evento lograra los objetivos esperados, antes del inicio de las reuniones y como el primer paso del Taller, el Banco y el Ejecutor prepararon un borrador de las secciones del PCR bajo sus responsabilidades (Sección 2 para el Banco y Sección 3 para el Ejecutor), borradores estos que orientaron las discusiones habidas.

Como **productos de estas reuniones del TTP** están siendo identificadas en esta **Ayuda Memoria** las **informaciones** esenciales para **completar** la versión final del PCR, tanto para el Memorando del Banco, como para el Memorando del Ejecutor.

3. Evaluación Participativa del Proyecto

Durante el taller se discutieron los temas de evaluación del PCR, con los resultados indicados a continuación:

El primer punto tratado del Memorando del Banco fue el de los productos esperados frente a los planeados, los cuales fueron identificados y discutidos. Hubo coincidencia en que todo lo planeado, excepto la estación la Victoria y el montaje de los autotransformadores 220/500 kV en la estación Ayolas, fue realizado. No obstante, la ANDE informó que dispone de recursos para terminar dicha estación. Actualmente, el permiso para la construcción de la obra está a consideración del Municipio de Capiatá. La ANDE terminó el estudio de impacto ambiental de la estación, elevó un informe del mismo a dicho municipio para su aprobación, la que una vez obtenida habilitará la presentación del informe ante la Secretaría del Medio Ambiente (SEAM) para su aprobación. Se aclaró también que solamente un año después de esas aprobaciones estaría lista y operando la estación, cuya construcción y montaje será financiado con aporte local.

Con respecto a los autotransformadores de 220/500 kV necesarios para la operación del tramo entre Yacyretá y Ayolas en esa tensión, la ANDE informó que desde el punto de vista técnico sería necesario tener la línea en este voltaje a partir del 2007, restando entonces dos años para la instalación de los mismos. ANDE seguirá discutiendo con la Entidad Binacional Yacyretá (EBY) hasta un horizonte límite que no comprometa las fechas de instalación, para tomar la decisión de transferencia o adquisición de los autotransformadores de otra manera.

Con respecto al Componente de Estudios, la ANDE informó que está implementando parte de las recomendaciones del plan piloto de reducción de pérdidas y de mejoras en el sistema de transmisión existente indicadas por los estudios contratados con fondos del préstamo.

También fueron discutidos todos los logros e indicadores de efectos del Proyecto que figuran en el Memorando del Banco y conforme a la base de datos de la ANDE, los mismos fueron ratificados para los años 1999 y 2003. **Los datos correspondientes al periodo entre 1994 y 2003 están en el Anexo I del Memorando del ejecutor.**

Fue discutido el problema de la cláusula del contrato que trataba de aumentos tarifarios y de las reformas institucionales y reglamentarias que no marcharon como previsto. Sobre el proyecto de Ley del Marco Regulatorio del sector, quedó claro que el mismo fue presentado al Congreso como preveía el contrato y fue entonces dada como condición cumplida por el Banco. Posteriormente, este proyecto fue retirado del Congreso y en la actualidad está bajo tratamiento del Legislativo Nacional otro proyecto de ley sobre la Promoción de la Inversión en Energía Eléctrica (PIEE).

Sobre las tarifas, ANDE aclaró la forma como presenta todos los años al Gobierno sus pliegos, destacando que la decisión es tomada por este último, llevando en cuenta otros factores, además de los presentados por la empresa.

No hubo aumento de precios de electricidad en 2003 y 2004, pero tomando como base el Pliego Tarifario del 2002, hubo cambios en tarifas sociales.

El tema tarifario fue considerado más importante para la sostenibilidad de la institución que para la ejecución propiamente del proyecto, el que por otra parte ya está terminado.

Los pedidos de revisión de Tarifa de la ANDE, cabe señalar que son aprobados por un Decreto Presidencial, siendo la última revisión del pliego aprobada por el Decreto Presidencial No. 228 del 5 de septiembre del 2003.

La representante del Ministerio de Hacienda aclaró que el Anteproyecto de Presupuesto para el Año Fiscal 2005, ya fue presentado en agosto pasado al Congreso. Asimismo, aclaró que la ANDE presenta su Presupuesto Año 2005 primeramente al Vice Ministerio de Minas y Energía, posteriormente es remitido al Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, el cual es el responsable de presentar la propuesta final al Ministerio de Hacienda.

Lo solicitado por el MOPC (incluyendo el presupuesto de la ANDE) forma parte del Proyecto de Ley para el Presupuesto del Ejercicio Fiscal Año 2005 presentado por el Ministerio de Hacienda al Congreso para su aprobación.

Sobre el cálculo de la TIR, se aclaró que la disminución importante de ese indicador económico, de 41,2 a 6,1, se debería principalmente por el bajo crecimiento de la demanda de electricidad, la que fue estimada en 8,1% en el año en que fue preparado el Informe de Proyecto, con base en datos históricos (del Informe de Proyecto, 5.12 Viabilidad económica), en tanto que actualmente se espera un escenario de crecimiento de 2,7% al año, con base en datos estadísticos de los años 2000 al 2004 (Memoria anual ANDE). También se verificó que el hecho de que las pérdidas totales no se disminuyeron como previsto, está afectando desfavorablemente la TIR.

Para contribuir a resolver el problema de las pérdidas, la ANDE creó una estructura nueva para controlar y evitar las pérdidas técnicas y no técnicas, en función de la cual espera lograr disminución de las mismas (Memorando del ejecutor).

4. Participación Activa en la Sostenibilidad del Proyecto

En el taller se ratificó que la sostenibilidad de un proyecto es su capacidad de continuar brindando los beneficios generados después de que termina la ejecución de la operación financiada por el Banco, asegurando el logro de los resultados esperados en términos de los efectos e impactos.

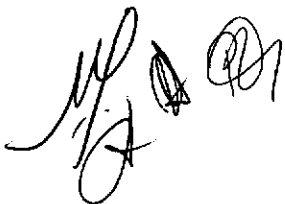
La sección del PCR que propicia el análisis de sostenibilidad y la formulación de un Plan de Sostenibilidad (Sección 2.3 Memo del Banco / Sección 3.3. Memo del Ejecutor) identificó los aportes del proyecto al fortalecimiento institucional y organizacional en el organismo ejecutor. Fue definido lo que debería ser sostenible, y durante cuánto tiempo (ámbito de sostenibilidad), se identificaron las bases institucionales y organizacionales ya existentes y se analizaron los factores y las causas de raíz positivas y negativas que determinan la futura sostenibilidad.

A partir de este análisis contenido en el borrador del PCR, la ANDE formulo un sencillo y concreto Plan de Sostenibilidad (Anexo II del Memorando del ejecutor) a ser implementado por la institución durante los años siguientes.

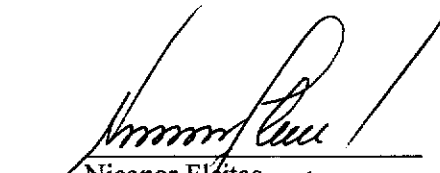
5. Plan de Sostenibilidad

El plan de sostenibilidad, cuya preparación por parte de ANDE fue discutida y acordada en la reunión, implica lo siguiente:


Ese plan presentará una proyección financiera de la empresa para los años 2004 al 2008, basado en un crecimiento de la demanda y una política tarifaria adecuadas. La hipótesis actual es que se mantendrán las condiciones de contratación de energía de Itaipu y que el tipo de cambio variara en un 10% anual. Se realizó un análisis de sensibilidad dentro de las proyecciones financieras (flujos de caja) del cual surgen las variaciones tarifarias requeridas si las condiciones mencionadas no se dan.



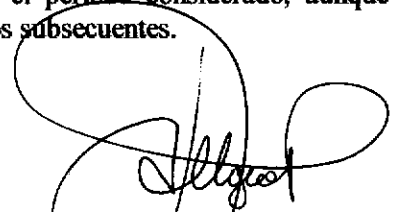
El plan contiene, además de las medidas de inversiones necesarias al término de la estación La Victoria y a la adquisición de los autotransformadores de 220/500 kV para la estación Ayolas, lo que sea necesario para la expansión de la generación, de los sistemas de transmisión y distribución de la empresa y que genere desembolsos en el período considerado, aunque sean expansiones que se destinen a atender la demanda en los años subsecuentes.



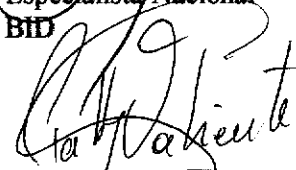
Nicanor Fleitas
Coordinador del Proyecto
ANDE



Gustavo Sierra
Especialista Financiero
BID



Alberto de Egea
Especialista Nacional
BID



Patricia Nardelli
Especialista de la UCIP
Ministerio de Hacienda

PARAGUAY
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE YACYRETÁ (918/OC-PR PR-0030)
Informe de Terminación del Proyecto - Comité de Revisión Gerencial (CRG)
21 de abril de 2005

INVITADOS:

R. Santiago, RE1/MGR; L. Rains, RE1/DEP; K. Nakamura, RE2/FSS; E. Fernández-Arias, Economista Regional; J. Sujoy, RE1/OD1/CHF; O. Reos, RE1/SC1/CHF; A. Aguilá, RE1/EN1/CHF; A. Ritchie, RE1/SO1/CHF; P. Roldán, Asesor Senior RE1; R. Tuazon, Asesor Senior RE1; Calvo, RES/MGR; C. M. Jarque, SDS/MGR; M. Antinori, RE2/FI2/CHF; A. M. Rodríguez, RE3/FI3/CHF; P. Masci, SDS/IFM/CHF; S. Reed, IIC/OP2/MGR; B. Frydman, PRI/DEP; C. Sampaio-Costa, LEG; DEV-PMP; R. Parot, DEV/DEF; J. Ferriter, EXR/PIP; J. Ferretti, SDS/ENV; A. Cubillos, COF/CPR/REP; A. De Egea, COF/CPR; R. Acevedo, G. Arevalo, T. Arvelo-Duran, G. Astesiano, R. Brandao, S. Demart, E. Diez Roux; M. Duran-Ortiz, F. Gomez-Acebo, J. Ketterer, E. Demaestri, R. Pinheiro, E. Sawada, L. Uechi, y M. Orozco (RE1/FI1).

PARTICIPANTES:

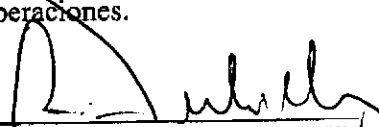
Silvia B. Sagari, RE1/FI1, quien presidió el CRG; Ricardo Pinheiro, RE1/FI1; John Ferriter, EXR/PIP; y María Claudia Perazza, RE1/EN1. A través de videoconferencia con COF/CPR participaron: Alvaro Cubillos, COF/CPR/REP; Alberto De Egea y Gustavo Sierra, especialistas COF/CPR; Emilio Sawada, Rafael Acevedo, y Gastón Astesiano, especialistas RE1/FI1. Margarita Orozco, RE1/FI1, quien actuó como secretaria del CRG. Adicionalmente se recibieron comentarios por escrito de Luis René Cáceres (DEV/PMP).

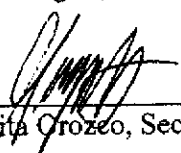
TEMAS DISCUTIDOS:

1. Se consideró conveniente hacer referencia a otros impactos positivos generados por el Programa tales como la mayor confiabilidad en el sistema de transmisión de energía y la integración energética regional con Brasil y Argentina; la ampliación de la capacidad de compra de energía de la ANDE, lo cual mejora su posición para negociar precios con Yacyretá e Itaipú. Los participantes coincidieron en que no es necesario incluir estos factores en el cálculo de la tasa interna de retorno debido a la dificultad que representa su medición; sin embargo, se acordó incluir una narrativa de esta discusión en la sección de análisis de resultados.
2. En la sección de lecciones aprendidas para la sostenibilidad (2.3.2.5), se recomendó eliminar la relación de causalidad entre la optimización de costos lograda por la empresa y la negativa del Gobierno Nacional a la aprobación del pliego de tarifas.
3. Con relación al alcance del plan de reducción de pérdidas, se consideró conveniente recomendar a la ANDE tener en cuenta el despacho óptimo de generación en futuros estudios sobre el tema.
4. Con respecto a la recomendación de incluir como lección aprendida la utilización de recursos remanentes del proyecto para atender necesidades financieras no contempladas originalmente, el especialista de la Representación explicó que esta recomendación no era aplicable a este proyecto debido a que el Ejecutor dejó el fondo remanente para utilizarlo en los ajustes de costos en moneda local, el cual se canceló una vez venció el plazo de desembolsos y se pagaron todos los saldos a la contratista de la línea y estación en 500 kV, últimas obras financiadas por el Programa.

5. Los participantes coincidieron en que es buen un informe de terminación de proyecto por cuanto se ajusta a la realidad, realiza un amplio análisis de variables externas e identifica las áreas clave en las cuales el Banco debe continuar trabajando en futuras operaciones.


Silvia B. Sagarí, Presidente


Alvaro Cubillos, COF/CAR/REP


Margarita Orozco, Secretaria

ANEXO 5

Numeral 2.3.2.7 Plan de Sostenibilidad

Como complemento de la información proporcionada para el Plan de Sostenibilidad el Ejecutor presentó proyecciones financieras por el período 2005-2008 .

Las proyecciones están registradas en los estados de situación, resultados, fuentes y usos de fondos y en un flujo de caja de largo plazo para igual período.

Principales supuestos utilizados

- Tasa de inflación 10% anual para todo el período
- Variación cambiaria guaraní/dólar interanual del 10%
- Demanda base 2005 incremento 4,4% anual MWh/año
- Compra de energía Entidad Binacional Yacyreta e Itaipú condiciones similares a las obtenidas en ejercicios 2003/2004.
- Tarifa cobrada en US dólares se incrementa en promedio un 10% en el período
- Tarifa cobrada en Gs se estiman incrementos del 12% años 2006 y 2007

El contrato de préstamo 918/OC-PR establece las condiciones financieras especiales que se detallan en el cuadro ,las proyecciones presentadas permitirían atender las disposiciones contractuales de la siguiente manera

Exigencia contractual	Cláusula 4.02 ANEXO A 7.01	Cláusula 4.03 Seguridades financieras			
Relación	Tarifas suficientes	(a) y (b) Nivel de cobranzas	(c) (i) relación entre la generación interna de fondos y el servicio total de la deuda	(c) (ii) deuda a largo plazo	(d) relación entre activos y pasivos corrientes
Meta contractual	Razonable para cubrir gastos financieros y de operación y contribuir a las inversiones	No inferior a 85%	No menor que 1,5 veces	No exceda su patrimonio (menor a 1)	No inferior a 1,2 veces
2005	12,8%	Sin información	0,18	0,75	1,57
2006	15,4%	Sin información	0,23	0,74	1,88
2007	30,3%	Sin información	0,49	0,73	2,14
2008	19,2%	Sin información	0,25	0,71	2,18

- La Generación Interna de Fondos que obtendría la empresa permitiría cubrir un nivel de autofinanciamiento de las inversiones del 12,8% del programa de inversiones de 2005 y un promedio 21,6% para el periodo 2006-2008. Tal como surge de estos guarismos la empresa requerirá captar recursos externos en niveles importantes pero cada vez menores a medida que transcurra el período analizado. Cabe aclarar que en el Contrato de préstamo 918/OC-PR el guarismo fue fijado en un mínimo de 19% y fue el que se mantuvo como referencia para toda la ejecución del programa.
- En cuanto al nivel de cobranzas la empresa espera mejorar los mismos mediante la implementación en forma conjunta de acciones tendientes a la recuperación de deudas morosas y del programa de combate a las pérdidas de energía eléctrica. Por otra parte se espera culminar con éxito una negociación con el Ministerio de Hacienda para la aplicación de un mecanismo de compensación de deudas que tiene la Administración Central con la ANDE.
- El nivel de endeudamiento (deudas totales/patrimonio neto) sería del 89% para el ejercicio 2005 y del 83,4% para el promedio de los siguientes años. Estos guarismos son consistentes con lo indicado más arriba en cuanto a que la generación interna de fondos del período permitiría a la empresa niveles de autofinanciamiento cada vez mayores. En contraste con lo indicado en el punto anterior el nivel de endeudamiento decrecería a lo largo del período como consecuencia del incremento registrado en el patrimonio.
- El patrimonio promedio de los años 2006-2008 es un 14,5% superior en US dólares al de 2005, el incremento responde al Revalúo de Activo Fijo y a resultados de gestión acumulados positivos verificados a partir del ejercicio 2006.
- La condición de que la Generación Interna de Fondos / el Servicio Total de Deuda no sea inferior a 1,5 veces no sería cumplida en ningún año del período considerado de acuerdo a las proyecciones presentadas. No obstante tal como surge de flujo de caja de largo plazo en el cual se consideran los saldos de caja (importantes) el servicio de deuda sería cubierto sin dificultades por la empresa.
- Por su parte la relación Deuda Largo Plazo / Patrimonio menor a la unidad y la Razón Corriente no menor 1,2 serían atendidas satisfactoriamente.
- La estructura de activos no refleja cambios sustantivos en las proyecciones manteniéndose los rubros del activo fijo en el orden del 80% de los activos totales. En términos de US dólares se verifica un incremento porcentual del 12,2% comparando el promedio 2006/2008 con el año 2005
- El capital de trabajo (activo corriente menos pasivo corriente) al 2005 sería de U\$S 56.569 miles y el promedio 2006/2008 ascendería a U\$S 88.229 miles por lo tanto será positivo.
- Las proyecciones prevén que los ingresos operativos del promedio del período 2006/2008 sean superiores a los del 2005 en un 19,7% al pasar de U\$S 220.021 miles (en 2005) a U\$S 263.467 miles. Los egresos operativos se incrementarán en un 22,3% al pasar de U\$S 194.915 miles a un promedio de U\$S 255.827 miles. No obstante la empresa obtendría en todo el período resultados operativos positivos lo que aunados a los resultados no operativos le permitirían atender el servicio de deuda así como el impuesto a la renta (15%).
- Los mayores costos corresponden a la compra de energía a Itaipú Binacional y a la Entidad Binacional Yacyretá y son los que presentan una mayor variación al pasar de U\$S 118.057,0 miles (60,6% de los costos operativos) en 2005 a un promedio de U\$S 154.325,0 miles (64,8% de los costos promedios operativos) en el período 2006-2008, o sea una variación de 30,7%. Los demás costos permanecen relativamente iguales.
- La empresa prevé efectuar una importante inversión en el período por un total de U\$S 298.210 miles o sea a un promedio anual de U\$S 74.550,0 miles por lo que requerirá, de acuerdo a lo indicado

más arriba de la obtención de créditos externos ya que su generación así lo requiere así como incrementos en la tarifa desorden del 10% en términos de US dólares a lo largo del periodo proyectado.

- Tal como se indicó en otro punto del presente documento, ante la imposibilidad de ajustar la tarifa durante el ejercicio 2003 la empresa logró mejorar sus resultados como consecuencia de un acuerdo alcanzado con su principal proveedora de energía eléctrica la Binacional Itaipú mediante el cual se abatió sensiblemente la tarifa pagada por la ANDE logrando en ese ejercicio resultados positivos después de varios años de pérdidas.

El acuerdo mencionado con la Binacional se efectúa año a año ya ha sido concretado para el 2003 y 2004 y se espera acordar para el 2005. De verificarse en todo el periodo proyectado esta situación y en el entendido de que se cumplen los supuestos indicados al principio de nuestros comentarios la empresa podría alcanzar sus proyecciones de inversión que son imprescindibles para mejorar sus servicios las que hasta el ejercicio 2002 habían sido postergadas.