

PROGRAMA DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION ELECTRICA

(UR-0022)

RESUMEN EJECUTIVO

**PRESTATARIO
Y ORGANISMO
EJECUTOR:** Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE).

GARANTE: República Oriental del Uruguay.

MONTO Y FUENTE:

BID:	US\$54 millones (OC)
Aporte local:	<u>US\$35 millones</u>
Total:	US\$89 millones

**PLAZOS Y
CONDICIONES
FINANCIERAS:**

Plazo de amortización:	20 años
Período de desembolso:	4 años
Tipo de interés:	variable
Inspección y vigilancia:	1%
Comisión de crédito:	0,75%

OBJETIVOS: El objetivo general del Programa es aumentar la eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad en el contexto de una creciente integración regional. Los objetivos de los proyectos que integran el Programa son los siguientes: (i) contribuir a optimizar el uso de los recursos energéticos de Uruguay y Brasil diversificando los mercados y fuentes de abastecimiento del sector eléctrico uruguayo; (ii) hacer más eficientes los movimientos de energía y modernizar las condiciones operativas del sistema de transmisión; (iii) incrementar la confiabilidad y calidad del servicio público de electricidad, y disminuir las pérdidas técnicas en las principales ciudades del Interior del país; y (iv) reducir las pérdidas no técnicas e incrementar la facturación de la energía suministrada.

DESCRIPCION: Para el cumplimiento de los objetivos citados se contempla la ejecución de los siguientes componentes: (i) Proyecto de interconexión con Brasil (Rivera-Livramento): comprende la construcción de la estación convertidora de frecuencia con sus equipos conexos de transformación y compensación reactiva, y un tramo de línea de transmisión de 13 km destinado a vincular la estación con los sistemas eléctricos a interconectar. Este será el primer proyecto de interconexión en alta tensión con Brasil, y permitirá un ahorro de costos de generación para los dos países

debido al empleo más eficiente de ambos sistemas; (ii) **Proyecto de modernización del Despacho Nacional de Cargas (DNC) e instalación de los Centros de Atención Zonal (CAZ)**: incluye la renovación de los equipos y sistemas de control del DNC y la adquisición de los sistemas de control para los CAZ. El actual DNC es de 1970 y su tecnología no responde a las exigencias de un sistema que en el futuro próximo estará integrado con el de otros países en el marco de la creciente integración eléctrica regional. El nuevo sistema permitirá un manejo más eficiente del transporte de energía, controlando el DNC la malla principal del sistema de transmisión, en tanto que los CAZ (que serán telecomandados), controlarán subsistemas interconectados sí; (iii) **Proyecto de rehabilitación de redes de distribución en el Interior**: está destinado a mejorar la confiabilidad, calidad y condiciones operativas del servicio público de electricidad en el interior del país, y permitirá la modernización del sistema de distribución en las principales ciudades, cuya poblaciones van de aproximadamente 10.000 a 67.000 habitantes. El proyecto permitirá atacar principalmente los cortes del servicio a nivel del suministro individual así como las caídas de tensión en las ciudades beneficiadas, además de reducir pérdidas y atender adecuadamente el crecimiento de la demanda; y (iv) **Proyecto de instalación de medidores en baja tensión**: consiste en la adquisición de 60.000 medidores de energía activa de baja tensión y en su instalación a usuarios finales que poseen medidores que han llegado al final de su vida útil. Este proyecto, que forma parte de un plan de mayor alcance para el reemplazo en 5 años de los 300.000 medidores más antiguos (cerca del 29% del parque total), permitirá reforzar el programa de reducción de pérdidas e incrementar la facturación de UTE.

**CLASIFICACION
AMBIENTAL:**

El Comité de Medio Ambiente (CMA) en la reunión del 22 de marzo de 1994 clasificó esta operación en la Categoría III. El Resumen Ambiental fue aprobado por el CMA el 14 de septiembre de 1995.

BENEFICIOS:

El Programa proporcionará diversos beneficios derivados de la puesta en operación de sus distintos componentes, a saber: (i) en enero de 1998 entrará en operación una estación convertidora de frecuencia de 50 a 60 Hz con capacidad para realizar intercambios de hasta 70 MW; (ii) durante el período comprendido entre enero de 1998 y diciembre del 2002, bajo condiciones de operación promedio, los intercambios de energía a través de la estación convertidora no

serán inferiores a 1.500 GWh; (iii) en enero de 1999 estará en operación el DNC renovado y con los sistemas de control y de manejo de energía instalados, y hasta enero del 2000 estarán operativos los sistemas de control de los CAZ instalados; (iv) el tiempo de reposición de las fallas en el sistema interconectado que involucren más del 20% de la potencia correspondiente a la demanda máxima anual, disminuirá de 60 minutos en 1994/95 a 47 minutos a partir del año 2000, y en el caso de las fallas menores, la frecuencia de aquellas de duración menor a 5 minutos se reducirá de 3,2 fallas por estación y por año en 1994/95, a 2,5 a partir del 2000; (v) hasta diciembre de 1999 se incrementará la potencia instalada en transformadores en 83.000 kVA y se renovará una extensión de red de baja tensión de 1.810 km en 14 ciudades del Interior del país; (vi) a partir del año 2000, el Tiempo Total de Interrupción por Cliente (TTIC) en las mismas ciudades del Interior disminuirá a por lo menos 5 hs, comparado con 12,5 hs en 1994; (vii) a fin de 1999 se habrán instalado 60.000 medidores de simple medición, de los cuales 85% serán monofásicos y 15% trifásicos; y (viii) la facturación de los kWh correspondientes a los clientes residenciales y comerciales con medidores sustituidos en 1997 se habrá incrementado en 33.500 MWh en 1998, y en 17.000 MWh la facturación en 1999 correspondiente a los clientes residenciales y comerciales con medidores sustituidos en 1998.

RIESGOS:

El Programa no presenta riesgos destacables desde los puntos de vista técnico, ambiental o de ejecución. El único proyecto que presenta una situación especial es el relacionado con los intercambios de energía con el Brasil, que necesita de la firma de un acuerdo técnico y comercial que está siendo negociado.

**ESTRATEGIA DEL
BANCO EN EL PAIS
Y EN EL SECTOR:**

Las nuevas autoridades nacionales que asumieron a comienzos de 1995, han identificado dos pilares centrales para su estrategia de desarrollo: (i) el crecimiento con base en el sector exportador, y (ii) la reforma del Estado. Estos objetivos conllevan como áreas prioritarias de acción la disminución de la inflación y la mejora de la competitividad de las exportaciones; la reforma de la seguridad social; una mayor eficiencia en la gestión de la administración central y de las empresas públicas; y la reforma educativa. Por su parte, la estrategia del Banco para el Uruguay se centra en: (i) apoyar al gobierno en la consolidación de las reformas estructurales, con énfasis en las medidas para racionalizar y hacer más eficiente el sector público; (ii) apoyar al sector privado, especialmente a las empresas

pequeñas orientadas a la exportación, para mejorar su productividad y competitividad, para lo cual es de prioridad resolver las limitantes de la infraestructura física y financiera; y (iii) apoyar las reformas para mejorar la eficiencia y equidad del gasto social.

El Programa propuesto da soporte a la estrategia del Banco contribuyendo al financiamiento de inversiones que apuntan a aumentar la reducida confiabilidad y calidad del servicio público de electricidad, reducir sus pérdidas y lograr una mayor integración del Uruguay en el mercado eléctrico regional. Ello se enmarca en una de los áreas de acción prioritarias del Banco, que es favorecer el incremento de la competitividad de la producción industrial, reduciendo sus costos a través de una mayor eficiencia en el suministro de sus insumos, la electricidad entre otros. De esta forma el Programa ayudaría mejorar la competitividad de la producción, particularmente con vistas al desarrollo del MERCOSUR y a la globalización de la economía.

En forma más amplia, tanto esta operación como otra paralela del Banco Mundial son consistentes con la estrategia del gobierno para el sector. Estas operaciones buscan apoyar la realización de inversiones necesarias para mejorar las condiciones operativas del sistema y atender el crecimiento de la demanda, promoviendo al mismo tiempo el desarrollo de un nuevo marco regulatorio e institucional que facilite la integración de los mercados regionales y promoviendo la participación del sector privado en la industria eléctrica. En este sentido, ambas operaciones se insertan oportunamente en un contexto de reforma sectorial, de integración del mercado eléctrico regional y de reorganización de UTE, respaldando acciones encaminadas a modernizar y hacer más eficiente el sector.

**CRITERIOS DE LA
POLITICA RELATIVA
A LA POBREZA Y
ASPECTOS SOCIALES:**

Conforme a lo estipulado en el documento de la Octava Reposición (AB-1704) se ha determinado que el Programa propuesto no cumple con las características de un programa focalizado hacia los sectores pobres, ni geográficamente ni en cuanto a sus beneficiarios; y no se dirige específicamente a la mujer.

**CONDICIONES
CONTRACTUALES
ESPECIFICAS A
ESTA OPERACION:**

- a. Antes de proceder al llamado a licitación para el contrato correspondiente a la estación convertidora para la interconexión con Brasil a través de Rivera-Livramento, el Prestatario presentará a satisfacción del Banco, evidencia de que ha firmado un convenio con ELETROSUL de Brasil para

regular el intercambio de energía eléctrica que se llevará a cabo a través de esta interconexión (párrafos 2.7 y 5.30 del documento).

- b. El Prestatario se compromete a que, antes de los llamados a licitación para las obras de cualquiera de los proyectos que integran el Programa, habrá presentado el Plan de Manejo Ambiental del proyecto de que se trata, dentro de los lineamientos establecidos en el Estudio de Impacto Ambiental cuyo Resumen fuera aprobado por el Comité de Medio Ambiente del Banco (párrafo 3.26 del documento). Esta obligación también podrá cumplirse con la presentación de un solo Plan de Manejo Ambiental para la totalidad del Programa, siempre que sea presentado antes del llamado a licitación para la primera de las obras del Programa.
- c. El Prestatario deberá presentar al Banco sus estados financieros durante la vigencia del contrato de préstamo, y los del Programa durante el período de ejecución del mismo, auditados por el Tribunal de Cuentas (párrafo 4.6 del documento).
- d. Durante la vigencia del contrato de préstamo, el Prestatario y el Garante se comprometen a que los ingresos provenientes de la generación interna de fondos de UTE sean suficientes para cubrir sus gastos de funcionamiento y el servicio de su deuda y, además, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Esta proporción será acordada anualmente con el Banco con una antelación no inferior a tres meses a la fecha de inicio de cada ejercicio financiero (párrafo 4.23.a. del documento).
- e. Durante la vigencia del contrato de préstamo, el Prestatario se compromete a:
 - i. Presentar evidencia anual de que ha cobrado, como mínimo, el 85% de los saldos exigibles durante cada año, incluyendo saldos iniciales (párrafo 4.23.b. del documento).
 - ii. No incurrir en nuevos endeudamientos de largo plazo que resulten en: (i) una relación deuda a largo plazo/patrimonio superior a la unidad, o (ii) un índice de cobertura del servicio de la deuda de largo plazo inferior a 1,45 veces (párrafo 4.23.c. del documento).

- f. El Prestatario se compromete a implementar un Plan de Acción destinado a mejorar el nivel de productividad del personal de la empresa, dentro de los lineamientos acordados con el Banco (párrafo 4.23.d. del documento).
- g. Los montos por sobre los cuales las adquisiciones de este Programa se harán por licitación pública internacional serán: US\$1 millón para obras y US\$250.000 para bienes (párrafo 3.8 del documento).
- h. Se realizarán reuniones periódicas de consulta entre el Prestatario y el Banco, con la participación del Garante, comenzando durante el primer trimestre del segundo año contado desde la fecha del contrato de préstamo. En dichas reuniones se revisaría la evolución general del Programa y de la política sectorial, incluyendo entre otros temas la política tarifaria, los avances en el Plan de Mejoramiento de la Productividad del Personal de UTE, las medidas para la reducción de pérdidas y para el uso racional de la energía eléctrica, y en general otros temas que a juicio de las partes sean relevantes para el cumplimiento de los objetivos del Programa. Las reuniones serían anuales en principio, pudiendo las partes acordar otra periodicidad a su mejor criterio (párrafo 5.31 del documento).

I. MARCO GENERAL DEL PROGRAMA

A. El sector energía en el Uruguay

- 1.1 El Uruguay posee características peculiares en términos energéticos ya que la casi totalidad de sus recursos son renovables, representando la hidroenergía el 59% de las reservas de energía, la leña el 34% y la biomasa el 7% restante. El país carece de recursos conocidos de hidrocarburos y no posee reservas de carbón de valor, en tanto su potencial hidroenergético ya está siendo aprovechado casi en su totalidad y la leña ya es ampliamente explotada en forma comercial. Los componentes de la matriz energética uruguaya son en orden de importancia los derivados del petróleo (55%), la leña (24%), la electricidad (18%), y otros (3%).
- 1.2 En cuanto a la distribución del consumo energético final, se destaca el predominio del sector residencial (31%), seguido por la industria (29%), el transporte (27%), y otros sectores (13%). En términos comparativos, con 5,1 barriles equivalente de petróleo/habitante por año (bep/hab) de consumo final total per capita, el Uruguay se encuentra algo por debajo del promedio de la Región (5,5 bep/hab). Por otra parte la eficiencia energética ha venido aumentando sistemáticamente en la última década y es mayor que el promedio regional, siendo el indicador de intensidad energética del país de 2,1 frente a 2,8 de la región ^{1/}.
- 1.3 Considerando las posibles alternativas de abastecimiento del mercado energético en el futuro, el factor que sin duda afectará más claramente la oferta y demanda energéticas es el proceso de integración a nivel de los países del Mercado Común del Sur (MERCOSUR), principalmente en los sectores eléctrico y del gas natural, proceso que en forma más amplia incluye también a Bolivia y Chile. El Uruguay y la Argentina ya forman desde el punto de vista físico un sistema eléctrico único, y están en vías de conformar también un único mercado, al tiempo que se está estudiando la interconexión en muy alta tensión con el Brasil.
- 1.4 En el área de los combustibles, la potencial importación de gas natural desde Argentina constituye un factor estratégico que podría modificar favorablemente en el largo plazo la composición de la matriz energética, sustituyendo otros combustibles importados y usos poco económicos de la electricidad por un energético más eficiente. Por otra parte, el gobierno analiza medidas para desregular la distribución de los combustibles, esperando que la creciente integración del mercado energético regional facilite una progresiva desregulación y la introducción de mayor competencia.

^{1/}

Este indicador resulta del cociente entre el consumo final total de energía y el Producto Bruto Interno (barriles equivalentes de petróleo/PBI en miles de US\$).

B. El sector eléctrico: principales características y problemas

- 1.5 El Uruguay posee uno de los índices de cobertura del servicio de electricidad más altos en la región (93% de la población), así como uno de los consumos por habitante más elevados, de cerca de 1.500 kWh/hab/año en 1994. La demanda de electricidad creció en los últimos años al 4,5% anual, y se proyecta que se mantendría en el largo plazo en tasas cercanas al 4% anual.
- 1.6 Como resultado de la política tarifaria que viene siendo aplicada desde la década pasada, basada en los costos económicos del suministro, se conformó una estructura tarifaria que contempla tarifas diferenciales por niveles de consumo, voltaje y horarios, que tienden a reflejar adecuadamente los costos del servicio. Las distintas tarifas están en general en línea con los costos marginales de largo plazo del sistema, y el nivel tarifario promedio también se ubica en torno de dichos costos.
- 1.7 El sistema eléctrico uruguayo tiene una capacidad instalada de 1.979 MW, de los cuales el 69% son hidroeléctricos y el resto térmicos. Se destaca la Central Hidroeléctrica de Salto Grande (CHSG), emprendimiento conjunto con la Argentina, en el cual la potencia correspondiente al Uruguay representa un 40% de la capacidad instalada del país. La producción registrada en 1994 ascendió a 6.121 GWh, casi toda de generación hidroléctrica. Las ventas de electricidad en el mercado interno fueron de 4.655 GWh en 1994 con una demanda máxima interna de 1.167 MW.
- 1.8 El equipamiento existente en el país es adecuado para atender la demanda pico, e incluso en épocas normales la producción hidroeléctrica es suficiente para atender la demanda interna y generar excedentes para exportación. Sin embargo, debido a las reducidas posibilidades de regulación hídrica, en situaciones de hidrología crítica el sistema no posee el respaldo térmico necesario para satisfacer todos los requerimientos de energía, lo que ha ocasionado severas restricciones a la demanda en años recientes.
- 1.9 En los próximos años el sector requiere de inversiones significativas en transmisión y distribución. En el caso de la transmisión, el crecimiento de la demanda en el área de Montevideo y zonas productivas y turísticas del Interior, obliga a ampliar y reforzar el sistema.
- 1.10 Por su parte, las redes de distribución existentes en general han superado su vida útil, por lo que la frecuencia y la duración de las interrupciones del servicio a los consumidores es muy superior a los estándares internacionales. Precisamente la reducida confiabilidad del servicio eléctrico ha sido identificada como uno de los mayores cuellos de botella que enfrenta el sector productivo. A lo anterior se agregan las elevadas pérdidas (alrededor

del 19%) ^{2/}, y la inadecuada seguridad de muchas de las instalaciones en la redes de media y baja tensión.

C. La organización actual del sector eléctrico

- 1.11 El servicio público de electricidad es responsabilidad de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), en la totalidad de las áreas de generación, transmisión y distribución. La UTE depende del Ministerio de Industria, Energía y Minas (MIEM), responsable de la definición de políticas y planes del sector y de la aprobación de propuestas de precios de los distintos energéticos, a través de la Dirección Nacional de Energía. Los planes de inversión y el endeudamiento externo de la empresa son aprobados por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), que cuenta con el asesoramiento de la Comisión Técnica de Energía en aspectos regulatorios y de precios.
- 1.12 La otra institución importante del sector eléctrico es la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTMSG), entidad binacional que explota la central compartida con Argentina sobre el río Uruguay. La CTMSG vende la energía producida a UTE o la exporta a la Argentina.

D. La integración con el mercado eléctrico argentino

- 1.13 Una característica importante del sistema eléctrico uruguayo es la fuerte interconexión con el sistema argentino a través de la CHSG, lo que hace que ambos constituyan prácticamente un único sistema desde el punto de vista eléctrico. Si bien altamente variables por las cambiantes condiciones hídricas y de la situación del abastecimiento energético en la Argentina, los intercambios suelen alcanzar niveles importantes. Por ejemplo en 1992 la exportación a dicho país llegó a representar el 30% de la producción de electricidad del Uruguay.
- 1.14 Gracias a la complementariedad entre los respectivos sistemas, y a la posibilidad de optimizar inversiones en nueva capacidad de generación, el Uruguay se beneficiaría grandemente con una mayor integración con los sistemas eléctricos de Argentina y del sur del Brasil. Por ello las alternativas de expansión de la capacidad de generación están siendo revisadas en la actualidad a la luz de una mayor integración regional, y en forma más inmediata con el mercado eléctrico argentino. De hecho UTE está participando en el mercado eléctrico mayorista argentino, y se están programando en forma experimental los despachos de energía de ambos sistemas en forma conjunta. Dentro de esta misma tendencia a la conformación de un mercado eléctrico regional, el gobierno uruguayo encomendó, con financiación del Banco, un estudio de factibilidad sobre la interconexión en extra-alta tensión con Brasil.

^{2/} El nivel de pérdidas totales es relativamente alto comparado con países de la región comparables (Chile y Paraguay se ubican en torno del 15%). Como punto favorable debe destacarse que el nivel de las pérdidas no técnicas es bajo con relación a otros países de similar desarrollo relativo.

E. La estrategia del gobierno en el sector eléctrico

- 1.15 La política del gobierno uruguayo en el sector eléctrico se desarrolla siguiendo dos líneas estratégicas, que son complementarias y se refuerzan mutuamente: (i) el establecimiento de un marco normativo que separe claramente las funciones regulatorias y empresariales del Estado, y que permita introducir la competencia y estimular el ingreso de operadores privados al sector; y (ii) profundizar la integración con los sistemas de países vecinos, logrando mayor eficiencia y optimizando inversiones a través de la inserción en un mercado de carácter regional.
- 1.16 Para impulsar las reformas en el sector eléctrico, el gobierno ha enviado al Congreso un Proyecto de Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico que está sustentado en estudios llevados a cabo con la colaboración del Banco Mundial (BM), y en los que el Banco ha participado.
- 1.17 Este nuevo marco regulatorio crearía un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) promoviendo la competencia y la participación de agentes privados en el área de generación, y transferiría el manejo del DNC, de UTE a un órgano autónomo; permitiría el libre acceso a la transmisión, habilitando a los grandes consumidores a negociar libremente su abastecimiento eléctrico con cualquier generador; establecería las bases para la conformación de diferentes zonas de distribución, a cargo de UTE o de concesionarios privados en algunas áreas; y UTE separaría contablemente sus actividades de generación, transmisión y distribución, dando mayor transparencia al funcionamiento del sector.
- 1.18 La nueva reglamentación establecería en el sector eléctrico uruguayo condiciones compatibles con las existentes en el mercado argentino, extensamente privatizado y caracterizado por una fuerte competencia. Justamente una mayor integración con este último mercado es vista como un factor decisivo para alentar la competencia y el ingreso de operadores privados en el sistema uruguayo, aunque a la luz de las condiciones generales del país y del sector eléctrico, es de esperar que el sector público, a través de UTE, mantenga una participación predominante en el sector eléctrico en el futuro previsible.
- 1.19 Para la implantación de estas reformas el gobierno continuaría siendo apoyado por el Banco y el BM. Este último colaboraría en el desarrollo de algunos aspectos del nuevo marco regulatorio, y sobre todo en actividades para el mejoramiento de la gestión de UTE tales como la reorganización de esta empresa en unidades de negocios, la continuación de los planes para reducción de pérdidas, la implantación de un programa para el uso racional de la energía, y un plan para el aumento de la productividad del personal, entre las más importantes. Por su parte el Banco colaboraría apoyando al gobierno a través de un proyecto del Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN), complementario de la presente operación. Este proyecto financiaría otras actividades también relacionadas con la

implantación del nuevo marco regulatorio en el sector eléctrico, en especial el fortalecimiento de los organismos reguladores, y además daría apoyo al gobierno en la reforma del sector hidrocarburos, con el objeto de crear las condiciones para la participación del sector privado en el área de combustibles y en el desarrollo de la industria del gas natural en el Uruguay.

F. El plan de inversiones del sector y la banca multilateral

- 1.20 En este contexto, el gobierno está respaldando la concreción de inversiones necesarias para la modernización del sistema eléctrico y la eliminación de cuellos de botella que afectan su eficiencia, acompañando el crecimiento de la demanda. Este plan de inversiones, acordado por UTE con la OPP dentro de los límites de inversión y endeudamiento externo sugeridos por este organismo, asciende a unos US\$730 millones para el período 1996-2000, y sería parcialmente financiado a través de sendas operaciones de préstamo del BM y del BID, complementarias entre sí. Cabe mencionar que la consideración de restricciones de orden macroeconómico en el marco de la política del nuevo gobierno, llevó a la división en dos etapas del Programa originalmente considerado por el Banco, correspondiendo la presente operación a la primera de dichas etapas.

G. Estrategia del Banco en el país y fundamentos para su participación

- 1.21 Las nuevas autoridades nacionales que asumieron a comienzos de 1995, han identificado dos pilares centrales para su estrategia de desarrollo: (i) el crecimiento con base en el sector exportador, y (ii) la reforma del Estado. Estos objetivos conllevan como áreas prioritarias de acción la disminución de la inflación y la mejora de la competitividad de las exportaciones; la reforma de la seguridad social; una mayor eficiencia en la gestión de la administración central y de las empresas públicas; y la reforma educativa. Por su parte, la estrategia del Banco para el Uruguay se centra en: (i) apoyar al gobierno en la consolidación de las reformas estructurales, con énfasis en las medidas para racionalizar y hacer más eficiente el sector público; (ii) apoyar al sector privado, especialmente a las empresas pequeñas orientadas a la exportación, para mejorar su productividad y competitividad, para lo cual es de prioridad resolver las limitantes de la infraestructura física y financiera; y (iii) apoyar las reformas para mejorar la eficiencia y equidad del gasto social.
- 1.22 El Programa propuesto da soporte a la estrategia del Banco contribuyendo al financiamiento de inversiones que apuntan a aumentar la reducida confiabilidad y calidad del servicio público de electricidad, reducir sus pérdidas y lograr una mayor integración del Uruguay en el mercado eléctrico regional. Ello se enmarca en una de las áreas de acción prioritarias del Banco, que es favorecer el incremento de la competitividad de la producción industrial, reduciendo sus costos a través de una mayor eficiencia en el suministro de sus insumos, la electricidad entre otros. De esta forma el Programa ayudaría mejorar la competitividad de la producción,

particularmente con vistas al desarrollo del MERCOSUR y a la globalización de la economía.

- 1.23 En forma más amplia, las operaciones tanto del BID como del BM son consistentes con la estrategia del gobierno para el sector. Estas operaciones buscan apoyar la realización de inversiones necesarias para mejorar las condiciones operativas del sistema y atender el crecimiento de la demanda, promoviendo al mismo tiempo el desarrollo de un nuevo marco regulatorio e institucional que facilite la integración de los mercados regionales y promoviendo la participación del sector privado en la industria eléctrica. En este sentido, ambas operaciones se insertan oportunamente en un contexto de reforma sectorial, de integración del mercado eléctrico regional y de reorganización de UTE, respaldando acciones encaminadas a modernizar y hacer más eficiente el sector.

H. Experiencia del Banco y del BM en el sector

- 1.24 El Banco ha contribuido en forma importante al desarrollo del sector eléctrico en Uruguay, y esta operación permitiría reanudar esta colaboración luego de algunos años de inactividad. El Banco otorgó tres préstamos en 1972, 1974 y 1976 (240/OC-RG, 275/OC-RG y 3/AF-UR respectivamente), con un total de US\$195 millones, para el financiamiento de la represa de Salto Grande entre Argentina y Uruguay y del sistema de transmisión en 500 kV del lado uruguayo, y colaboró en la construcción de las redes eléctricas de alimentación a las zonas arroceras y lecheras del país. Asimismo otorgó a UTE en 1980 el Préstamo 379/OC-UR por US\$25 millones, que permitió la incorporación de todos los centros de consumo importantes al sistema interconectado nacional. Todos estos proyectos se ejecutaron sin problemas y la participación de UTE como ejecutor fue satisfactoria. El BM por su parte ha tenido una participación preponderante en el sector eléctrico uruguayo habiendo otorgado ocho préstamos a UTE por un total de US\$211,4 millones, de los cuales seis han sido totalmente desembolsados y los respectivos proyectos completados.

II. EL PROGRAMA

A. Plan de inversiones del sector eléctrico

- 2.1 El plan de inversiones del sector para el período 1996-2000 contempla una serie de obras destinadas a atender el crecimiento de la demanda y aumentar la eficiencia y confiabilidad del sistema. Para colaborar en el financiamiento de parte de estas inversiones, que alcanzan unos US\$400 millones, UTE con el aval del gobierno solicitó sendos préstamos al BM y al Banco. Estas inversiones son:
 - a. Ampliación de dos subestaciones de 500 kV en Montevideo y Punta del Este y expansión del sistema de transmisión de 150 kV en la ciudad de Montevideo.
 - b. Primera etapa del cambio de voltaje en la red de media y baja tensión en la ciudad de Montevideo.
 - c. Expansión del sistema de transmisión en el Interior con la construcción de una línea de 150 kV entre Mercedes y Nueva Palmira, e instalación de una estación convertidora de frecuencia y su correspondiente línea de transmisión para interconectarse con el sistema eléctrico del Brasil.
 - d. Modernización del DNC e instalación de CAZ para el control de las subestaciones de alta tensión del sistema interconectado.
 - e. Renovación de las redes de baja tensión en dos barrios de Montevideo, renovación del equipamiento de media tensión en varias subestaciones e instalación de un centro de control de distribución, también en Montevideo.
 - f. Renovación de redes de media y baja tensión en varias ciudades del Interior, e instalación de medidores de baja tensión.
- 2.2 El BM está próximo a aprobar un préstamo de US\$125 millones para financiar las inversiones contempladas en los numerales a. y b. por un monto de US\$230 millones, además de un componente para apoyar la reorganización de UTE en unidades de negocio e implantar un programa de conservación de energía en el sector eléctrico.
- 2.3 Por su parte el Banco procesó y analizó las restantes inversiones de los literales c., d., e. y f., que alcanzan un monto de US\$170 millones. Por razones de índole macroeconómica el gobierno solicitó al Banco la división en dos etapas de este programa de inversiones. La primera etapa corresponde a la presente operación y comprende parte de las inversiones previstas en el literal c. (interconexión con Brasil) y la totalidad de las contempladas en los literales d. y f. Es del caso destacar que la totalidad de las inversiones, tanto las de la primera etapa como las de la segunda,

han sido analizadas, habiéndose concluido que su ejecución se justifica tanto técnica como económicamente.

B. Objetivos del Programa

- 2.4 El objetivo general del Programa a ser financiado por el Banco es aumentar la eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad en el contexto de una creciente integración regional. Los objetivos de los proyectos que integran el Programa en esta primera etapa son los siguientes: (i) contribuir a optimizar el uso de los recursos energéticos de Uruguay y Brasil diversificando mercados para el sector eléctrico uruguayo; (ii) hacer más eficientes los movimientos de energía y modernizar las condiciones operativas del sistema de transmisión; (iii) incrementar la confiabilidad y calidad del servicio público de electricidad, y disminuir las pérdidas técnicas en las redes de distribución en las principales ciudades del Interior del país; y (iv) reducir las pérdidas no técnicas incrementando la facturación de la energía suministrada.

C. Metas

- 2.5 Las metas que se presentan seguidamente se irán alcanzando a medida que entren en servicio los diferentes componentes de cada proyecto (ver Anexo II-1, Marco Lógico):
- a. En enero de 1998 entrará en operación una estación conversora de frecuencia de 50 a 60 Hz con capacidad para realizar intercambios de hasta 70 MW.
 - b. Durante el período comprendido entre enero de 1998 y diciembre del 2002, bajo condiciones de operación promedio, los intercambios de energía a través de la estación conversora no serán inferiores a 1.500 GWh.
 - c. En enero de 1999 estará en operación el DNC renovado y con los sistemas de control y de manejo de energía instalados, y hasta enero del 2000 estarán operativos los sistemas de control de los CAZ.
 - d. El tiempo de reposición de las fallas en el sistema interconectado que involucren más del 20% de la potencia correspondiente a la demanda máxima anual, disminuirá de 60 minutos en 1994/95 a 47 minutos a partir del año 2000, y en el caso de las fallas menores, la frecuencia de aquellas de duración menor a 5 minutos se reducirá de 3,2 fallas por estación y por año en 1994/95, a 2,5 a partir del 2000.
 - e. En diciembre de 1999 se incrementará la potencia instalada en transformadores en 83.000 kVA y se renovarán 1.810 km de redes de baja tensión en 14 ciudades del Interior del país.

- f. A partir del año 2000, el TTIC en las mismas ciudades del Interior disminuirá a por lo menos 5 hs, comparado con 12,5 hs en 1994.
- g. A fin de 1999 se habrán instalado 60.000 medidores de simple medición, de los cuales 85% serán monofásicos y 15% trifásicos.
- h. La facturación de los kWh correspondientes a los clientes residenciales y comerciales con medidores sustituidos en 1997 se habrá incrementado en 33.500 MWh en 1998, y en 17.000 MWh la facturación en 1999 correspondiente a los clientes residenciales y comerciales con medidores sustituidos en 1998.

D. Descripción del Programa

- 2.6 Para el cumplimiento de los objetivos citados se contempla la ejecución de los siguientes componentes:

1. Proyecto de Interconexión con Brasil (Rivera-Livramento)
(US\$27.765.000)

- 2.7 Comprende la construcción de la estación convertidora de frecuencia en Rivera, con sus equipos conexos de transformación y compensación reactiva, y un tramo de línea de transmisión de 230 kV de 13 km, que permitirán interconectar los sistemas de transmisión ya existentes. Este es el primer proyecto de interconexión en alta tensión con Brasil, y permitirá un ahorro de costos de generación para los dos países debido al empleo más eficiente de ambos sistemas. Si bien el proyecto está amparado por acuerdos internacionales entre ambos países, para su concreción se requiere la firma de un contrato de interconexión y acuerdos complementarios entre las empresas que se interconectarán (UTE Y ELETROSUL). Estos documentos, que deberán cubrir la fase de ejecución de obras incluyendo su financiamiento, y los aspectos técnico, comercial y de garantías relacionados con la operación de la estación convertidora, están en su fase final de negociación.

2. Proyecto de modernización del DNC e instalación de los CAZ
(US\$3.864.000)

- 2.8 Incluye la renovación de los equipos y sistemas de control del DNC y la adquisición de los sistemas de control para los CAZ. El actual DNC es de 1970 y su tecnología no responde a las exigencias de un sistema que en el futuro próximo estará integrado con el de otros países en el marco de la creciente integración eléctrica regional. El nuevo sistema permitirá un manejo más eficiente del transporte de energía, controlando el DNC la malla principal del sistema de transmisión, en tanto que los CAZ (que serán telecomandados), controlarán subsistemas interconectados.

3. Proyecto de rehabilitación de redes de distribución en el Interior (US\$30.112.000)

- 2.9 Comprende la modernización del sistema de distribución en las principales ciudades, en general cabezas departamentales cuya

población va de 10.000 a 70.000 habitantes. Está destinado a mejorar la confiabilidad, calidad y condiciones operativas del servicio público de electricidad en el Interior del país, y permitirá atacar principalmente los cortes del servicio a nivel del suministro individual así como las caídas de tensión en las ciudades beneficiadas, además de reducir las pérdidas técnicas y atender adecuadamente el crecimiento de la demanda.

4. Proyecto de instalación de medidores en baja tensión
(US\$2.475.000)

- 2.10 Consiste en la adquisición de 60.000 medidores de energía activa de baja tensión y en su instalación a usuarios finales que poseen medidores que han llegado al final de su vida útil. Este proyecto, que forma parte de un plan de mayor alcance para el reemplazo en 5 años de los 300.000 medidores más antiguos (cerca del 29% del parque total), permitirá reforzar el programa de reducción de pérdidas no técnicas e incrementar la facturación de UTE.

E. Costo del Programa y su financiamiento

CUADRO DE COSTOS DEL PROGRAMA (en miles de US\$)				
	DESCRIPCION	TOTAL	BANCO	UTE
1.	INGENIERIA Y ADMINISTRACION	5.286	150	5.136
1.1	Ingeniería y dirección de construcción	3.981	150	3.831
1.2	Administración	1.305	0	1.305
2.	COSTO DIRECTO DE CONSTRUCCION	64.216	48.389	15.817
2.1	Transmisión	31.629	31.029	600
2.1.1	- Interconexión Rivera-Livramento	27.765	27.765	0
2.1.2	- DNC y CAZ	3.864	3.264	600
2.2	Distribución	32.586	17.370	15.217
2.2.1	- Rehabilitación de redes de distribución Interior	30.112	15.024	15.088
2.2.2	- Instalación de medidores de baja tensión	2.475	2.346	129
3.	COSTOS CONCURRENTES	200	200	0
3.1	Estudios de apoyo	200	200	0
4.	GASTOS SIN ASIGNACION ESPECIFICA	10.784	4.711	6.073
4.1	Imprevistos	5.077	3.371	1.706
4.2	Escalamiento	5.707	1.340	4.367
5.	GASTOS FINANCIEROS	8.514	540	7.974
5.1	Inspección y vigilancia	540	540	0
5.2	Intereses	7.114	0	7.114
5.3	Comisión de crédito	860	0	860
TOTAL		89.000	54.000	35.000
Porcentajes		100,0	60,7	39,3

2.11 A continuación se comentan los supuestos que sustentan los estimativos de costo de las distintas categorías de inversión del anterior cuadro:

1. Ingeniería y administración (US\$5.286.000)

a. Ingeniería y dirección de obra

2.12 Incluye la terminación de diseños para ser incorporados a los documentos de licitación y la supervisión de la ejecución de las obras de los distintos componentes del Programa. Todas estas labores serán desarrolladas por personal de las unidades técnicas de UTE, que tiene una amplia experiencia en este tipo de obras. Para definir las especificaciones técnicas del equipamiento del DNC se prevé la contratación de consultores externos con un costo de US\$150.000, y en lo que respecta a la estación conversora, la ingeniería de detalle será responsabilidad del proveedor de los equipos.

b. Administración y gastos generales

2.13 Este rubro incluye los gastos de la Unidad Coordinadora del Programa (UCP), ya establecida, y del personal de la empresa que deba colaborar en las tareas administrativas y contables de la ejecución del Programa.

2. Costos directos (US\$64.216.000)

2.14 Los rubros que constituyen el costo directo están sustentados en; cotizaciones proforma de los fabricantes en el caso de la estación conversora; para el DNC se siguió el mismo procedimiento y para los CAZ los precios se basaron en los centros que se contrataron recientemente y están siendo instalados; las compras de medidores son recurrentes todos los años, por lo que se dispone de amplia información para estimar sus costos; y para las obras de distribución del interior UTE dispone en su División de Abastecimientos de información actualizada sobre compras y contratos de obras similares a las del Programa, recientemente ejecutados por las gerencias regionales del Interior y también en Montevideo.

3. Costos concurrentes (US\$200.000)

2.15 Los recursos previstos en esta categoría serán utilizados para estudios técnicos para el equipamiento y optimización de la planta hidroeléctrica Gabriel Terra, y para el mejoramiento del mantenimiento de las instalaciones de distribución mediante la implantación de técnicas de mantenimiento integrado. Su costo se estimó con base en los Términos de Referencia (TOR) preparados.

4. Gastos contingentes (US\$10.784.000)

2.16 Para el rubro de imprevistos se asignó un porcentaje acorde con el grado de definición de las obras específicas y para el componente

de obras múltiples se estimó un porcentaje del 5% que es suficiente para este tipo de obras. Para el escalamiento de precios se utilizaron los índices estimados por el Banco para Uruguay.

5. Gastos financieros (US\$8.514.000)

- 2.17 Estos gastos se estimaron con base en las condiciones vigentes para los préstamos del Banco, único financiador de este Programa.
- 2.18 En lo que respecta al esquema financiero se ha previsto un préstamo de US\$54 millones que representa algo más del 60% de la inversión total. Con el préstamo se financiaría la ingeniería externa, la totalidad de la instalación de la estación conversora, un porcentaje variable de los otros componentes, la asistencia técnica, la proporción que corresponde a parte de los gastos contingentes y la comisión de inspección y vigilancia del préstamo del Banco. El aporte local por US\$35 millones se financiaría con recursos propios de UTE y cubriría la ingeniería y administración local, una proporción de los costos directos y los intereses y comisión de compromiso del préstamo BID.

III. EJECUCION DEL PROGRAMA

A. Prestatario y ejecutor

- 3.1 El prestatario y ejecutor del Programa será UTE, entidad autónoma de propiedad estatal relacionada con el Poder Ejecutivo a través del MIEM. La responsabilidad por la administración del Programa recaerá en la UCP dependiente de la Gerencia de División de Planificación y Recursos, encargada de todas las tareas diarias de supervisar los contratos y cronogramas de ejecución, el procesamiento de desembolsos y todo lo relacionado con el cumplimiento de las condiciones establecidas en el contrato de préstamo. Esta UCP, cuya organización y descripción de funciones son juzgadas adecuadas, cuenta con experiencia en este tipo de tareas pues ha desempeñado estas mismas labores en la ejecución de proyectos financiados por el BM. La Representación del BID en Uruguay estará a cargo de la supervisión por parte del Banco.

B. Estado de preparación del Programa

- 3.2 El estado de preparación de los diseños de los componentes del Programa es el siguiente:

1. Proyecto de interconexión con Brasil (Rivera-Livramento)

- 3.3 Los pliegos de carácter técnico han sido concluidos. En su preparación colaboró un consultor contratado con recursos no reembolsables de la Facilidad para la Preparación de Proyectos (FPP) del Banco, y se contó con la participación de los técnicos de la empresa brasileña ELETROSUL, propietaria de las instalaciones a ser interconectadas con las de la UTE. Para poder proceder al llamado a licitación falta suscribir el convenio de interconexión entre UTE y ELETROSUL donde se especifican los intercambios, sus precios, multas y las condiciones de repago y garantías a la UTE, financiadora de este componente.

2. Proyecto de modernización del Despacho Nacional de Cargas (DNC) e instalación de los Centros de Atención Zonal (CAZ)

- 3.4 En lo que se refiere al DNC se requieren los servicios de una firma consultora para que prepare las especificaciones técnicas de los equipos y sistemas a adquirir. El Banco ya ha aprobado los TOR de esta consultoría y UTE está abriendo el concurso. A mediados de 1996 se estaría en condiciones de proceder al llamado a licitación para la selección del proveedor, el que además se haría cargo de la instalación de los equipos. En lo que respecta a los CAZ se utilizarán los mismos pliegos usados para la adquisición de los tres primeros CAZ, dos de los cuales están instalados y el tercero se está montando.

3. Proyecto de rehabilitación de redes de distribución en el Interior

- 3.5 De las 14 localidades a incluir en este componente, dos que fueron seleccionadas para la muestra ya cuentan con proyectos ejecutivos. Los correspondientes a las 12 restantes se están elaborando de acuerdo con un cronograma acordado con el Banco para poder desarrollar los procesos de licitación en el transcurso de 1996. Los pliegos para la adquisición de equipos y materiales serán los mismos que los utilizados por UTE para sus compras recurrentes.

4. Proyecto de instalación de medidores en baja tensión

- 3.6 Los pliegos son los que regularmente UTE utiliza para sus compras de medidores.

5. Estudios de apoyo

- 3.7 Se dispone ya de los TOR para los servicios de consultoría, que se contratarán siguiendo las normas del Banco.

C. Procedimientos de licitación y ejecución

- 3.8 Las adquisiciones de bienes y las contrataciones de obras de construcción se llevarán a cabo conforme a los procedimientos estipulados en el Anexo B del contrato de préstamo. La licitación pública internacional será obligatoria para adquisiciones cuyo valor exceda US\$250.000 para bienes y US\$1 millón para obras en construcción. Estos límites se justifican tomando en cuenta que en proyectos similares en el país, se presentan concursantes del exterior cuando los montos son superiores a dichos límites. Las licitaciones por montos inferiores a estos límites procederán de acuerdo con la legislación nacional, la que es compatible con los procedimientos del Banco.
- 3.9 Para los componentes del DNC y los CAZ, y para la estación convertidora, se prevé adjudicar contratos de suministro y montaje, ya que la especialización y complejidad de estas adquisiciones aconsejan dejar esta responsabilidad en manos de un solo proveedor.
- 3.10 Los medidores serán adquiridos en dos licitaciones desplazadas en el tiempo, la primera por el 60% de las unidades previstas y la segunda por el 40% restante. La instalación estará a cargo de UTE.
- 3.11 Para la ejecución de las obras de las redes de distribución del Interior se prevé adquirir los materiales y equipos en cuatro grupos: en el primero se adquirirán los cables y accesorios, en el segundo los equipos para subestaciones, en el tercero los tableros de baja tensión y en el cuarto los transformadores de potencia.
- 3.12 A su vez estas compras se dividirán en dos licitaciones desplazadas en el tiempo a la espera de que se vayan completando los proyectos ejecutivos de las ciudades. En el primero se adquirirá el 60% de

los bienes estimados y en el segundo el remanente una vez que se conozcan con precisión las cantidades a utilizar.

- 3.13 Los servicios de construcción y montaje se dividirán en cuatro grupos de licitaciones acordes con las cuatro regiones en que UTE tiene organizadas las gerencias regionales. Cada una de estas licitaciones comprenderá tantos ítems como ciudades seleccionadas integran las regiones y se podrá adjudicar por ciudad o por grupo de ciudades.
- 3.14 Como Anexo III-1 se incluye un cuadro con la designación de las distintas licitaciones a realizar para la ejecución del Programa indicándose además las fechas de los llamados y los montos estimados de estos contratos.

D. Cronograma de obras y de desembolsos

- 3.15 El Programa se iniciaría en el último trimestre de 1995 con la preparación de los distintos pliegos de condiciones para las adquisiciones contempladas en los diferentes componentes y su terminación está prevista para fines de 1999, con un plazo de ejecución del orden de 48 meses. En archivo técnico se cuenta con los cronogramas detallados de preparación de pliegos, proceso de licitaciones y ejecución de obras discriminado por componente del Programa.
- 3.16 Los desembolsos se iniciarán en 1996 con los pagos de anticipos para el contratista de la estación conversora y gastos de ingeniería y administración, y se extenderían hasta fines de 1999. No se prevén gastos antes de la aprobación del préstamo. A continuación se muestra un calendario resumido de gastos por fuente y en el Anexo III-2 se indica este mismo cronograma desglosado por componente y por fuente de financiamiento.

Fuente	1996	1997	1998	1999	Total
BID	5.005	24.233	19.438	5.324	54.000
UTE	1.842	11.096	12.090	9.973	35.000
TOTAL	6.847	35.329	31.528	15.296	89.000
%	7,7	39,7	35,4	17,2	100,0

E. Terrenos y servidumbres

- 3.17 El terreno para la estación conversora del proyecto de interconexión con Brasil ya es propiedad de UTE, y se dispone de los derechos de servidumbre para la línea. Las obras restantes se harán en subestaciones propiedad de UTE o en la vía pública, que están afectadas a este tipo de derecho de paso.

F. Operación y mantenimiento

- 3.18 Todas las instalaciones a ser construidas en el componente de redes de distribución del Interior y la estación conversora serán operadas por UTE. Las Gerencias Regionales son las responsables por la prestación del servicio en las distintas zonas del país. En cuanto al DNC y los CAZ, UTE tiene amplia experiencia en la operación y mantenimiento de instalaciones de este tipo.
- 3.19 No obstante lo anterior, se recomienda que UTE presente, a satisfacción del Banco, durante los cinco años siguientes a la terminación de cada uno de los componentes del Programa, un informe anual de mantenimiento de las obras y equipos, incluyendo resultados, la organización empleada y los recursos físicos y humanos requeridos para cumplir con las actividades de mantenimiento previstas para cada año.

G. Aspectos ambientales del Programa

- 3.20 Las actividades de construcción de líneas eléctricas tendrán impactos limitados en magnitud e importancia sobre el ambiente natural, debido a que, incluso en el caso de la construcción de líneas de transmisión, ésta se hace por zonas modificadas por acción humana desde hace siglos y que no conservan remanentes importantes de ecosistemas en estado natural o poco modificados.
- 3.21 Las modernizaciones de las líneas de distribución, por su parte, ocuparán los mismos emplazamientos que hoy tienen en los sectores urbanos. Sus impactos afectarán al medio antrópico, especialmente el comercio local, el tránsito de vehículos y personas, el empleo y las actividades económicas. No obstante, dichos efectos serán de corta duración debido a la naturaleza temporal de las obras y actividades que provocan los impactos.
- 3.22 La ejecución de la interconexión eléctrica con Brasil producirá un balance ambiental positivo, dado que el proyecto ayudará al mejor uso de los eventuales excedentes hidráulicos de ambos países, permitiendo disminuir la generación térmica, con la consecuente reducción de emisiones gaseosas, de partículas y acústicas (niveles de ruido en las centrales térmicas de Montevideo). Las zonas potenciales a ser cruzadas por el corto tramo de línea de transmisión que será necesario construir, son en su mayoría praderas de uso ganadero que no experimentarán cambios significativos de uso de suelos con la construcción y funcionamiento de la línea.
- 3.23 La modernización de los sistemas de distribución en las ciudades del Interior no tendrá impactos ambientales de relevancia, ya que se trata únicamente de una remodelación de las obras civiles y sustitución de conductores obsoletos que ya han cumplido su vida útil, produciéndose impactos localizados y restringidos. Los elementos antiguos (ejemplo: conductores) y los desechos remanentes tales como plásticos, metales y otros elementos se recuperarán para el posterior reciclaje de aquellos que sea factible y económica-

mente razonable. La basura orgánica y elementos inertes sobrantes se dispondrán en forma apropiada en rellenos sanitarios que cumpla con todas las exigencias de las autoridades ambientales y sanitarias. La única excepción serán aquellos transformadores que contengan Bifenilos Policlorados, los que serán enviados fuera del país para su disposición final (tratamiento de recuperación o eliminación total o parcial), en instalaciones especiales para ese propósito.

- 3.24 Desde el punto de vista ambiental, la remodelación del DNC no presenta consecuencias de importancia, ya que implica sólo la renovación del equipo informático y de comunicaciones. Los CAZ conllevan la utilización de los terrenos destinados a tales fines, existiendo un impacto ambiental muy localizado sobre terrenos sin valor ecológico, como consecuencia de la realización de la obra civil.
- 3.25 Las recomendaciones de manejo ambiental son pocas, en general porque se observa que el Programa responde a una necesidad social y de desarrollo y sus efectos serán predominantemente beneficiosos al medio antrópico y muy poco significativos sobre los medios físico y biótico. Las principales medidas se refieren a la recolección, manejo y adecuada disposición de los residuos una vez terminadas las faenas, reforestación de zonas equivalentes a las masas arbóreas que inevitablemente deban cortarse, adecuada señalización e información oportuna al público por la ejecución de obras y actividades que pudiesen afectarle.
- 3.26 En esta línea se recomienda que, antes de los llamados a licitación para las obras de cualquiera de los proyectos que integran el Programa, UTE haya presentado el Plan de Manejo Ambiental del proyecto de que se trata, dentro de los lineamientos establecidos en el Estudio de Impacto Ambiental cuyo Resumen fuera aprobado por el CMA el 14 de septiembre de 1995. Este Plan deberá incluir: (i) Plan de prevención, mitigación, compensación o restauración de impactos negativos y potenciación de impactos positivos; (ii) Plan de prevención de riesgos y contingencias; y (iii) Plan de seguimiento, monitoreo y auditoría ambiental.

H. Evaluación ex-post

- 3.27 De conformidad con la política del Banco, en consulta con el prestatario y ejecutor, éste decidió no incluir una evaluación ex-post como parte de las actividades del Programa. No obstante, cabe mencionar que eventualmente la evaluación ex-post podría efectuarse sin inconvenientes ya que la información sobre el mercado, costos y desempeño de los proyectos integrantes del Programa, y sobre los parámetros económicos necesarios para un estudio de este tipo, estaría disponible.

IV. EL PRESTATARIO Y EJECUTOR

A. Marco legal de UTE

- 4.1 UTE fue creada en 1912 por Ley N° 4273, como un ente autónomo al cual se le concedió personería jurídica para cumplir su cometido específico, abarcando éste las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, y confiéndole el monopolio del suministro de electricidad. Por leyes posteriores el monopolio de UTE fue eliminado, y se aprobaron disposiciones facultando a la empresa a participar fuera del territorio nacional en las distintas etapas de la industria eléctrica, y en servicios de asesoramiento y asistencia técnica, directamente o asociada con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras.

B. Organización

- 4.2 UTE está presidida por un Directorio integrado por cinco miembros. La administración de la empresa está a cargo de un gerente general que depende en forma inmediata del presidente de la empresa y está asistido por un subgerente general y tres gerentes de área.
- 4.3 En 1988 la empresa inició un ambicioso proyecto de mejora de gestión el cual continúa hasta la fecha. El denominado Programa de Mejora de la Gestión (PMG) permitió aumentar la eficacia y eficiencia de la gestión y mejorar la calidad del servicio prestado al cliente. Cada uno de los sistemas de gestión implantados constituye el instrumento básico para el desarrollo de las distintas funciones: dirección, comercial, económica-financiera, distribución, abastecimiento, recursos humanos y explotación industrial. A fines de 1992 se encontraban en explotación prácticamente todos los sistemas de información hoy existentes en la empresa, agregándose en 1993 los Sistemas de Planificación Estratégica y de Planificación Integral. En una segunda etapa, UTE con el apoyo financiero del BM está desarrollando estudios para continuar mejorando la eficiencia de la empresa, y adecuar su estructura al nuevo contexto de modificaciones sectoriales.

C. Dotación de personal

- 4.4 Al 31 de diciembre de 1994 UTE contaba con una dotación permanente de 10.625 empleados. La dotación actual no está acorde con las necesidades operativas de la empresa, por lo que se dispuso un congelamiento de vacantes, y se han venido aplicando planes de incentivo para el retiro voluntario del personal. El último plan permitió que entre septiembre de 1994 y marzo de 1995 se retirasen 754 funcionarios. La empresa planea continuar aplicando esta mecánica para continuar el proceso de racionalización iniciado.

- 4.5 No obstante las acciones desarrolladas por UTE para disminuir la cantidad de personal, los valores actuales siguen siendo elevados. Ejemplo de esta situación se aprecia en los índices de productividad de personal, los cuales si bien han tenido una evolución favorable se mantienen en niveles que se comparan negativamente con el de otras empresas de la región. Por tal motivo, se estima conveniente que el contrato de préstamo prevea la ejecución de un Plan de Acción para mejorar la eficiencia operativa de la empresa, cuyas acciones permitan corregir en un plazo razonable la situación planteada. El Banco ha encontrado satisfactorio el Plan de Acción acordado por UTE con el BM en el contexto de la operación de préstamo actualmente en consideración por ese organismo, por lo que se recomienda la adopción de las medidas propuestas en dicho Plan.

D. Auditoría

- 4.6 Los estados financieros de UTE están sujetos a la auditoría del Tribunal de Cuentas (TC), entidad responsable del control legal de las compras y pagos de todas las empresas del estado. La calidad de los informes de auditoría de UTE preparados por el TC ha sido aceptable y en su elaboración se aplican normas y prácticas de auditoría de aceptación general. No obstante lo señalado, han existido sensibles demoras en la presentación de los informes de auditoría, las que se espera serán superadas mediante la implantación de las acciones previstas en la cooperación técnica reembolsable 827/OC-UR, recientemente otorgada por el Banco para la modernización del TC. El prestatario presentará al Banco sus estados financieros auditados durante la vigencia del contrato de préstamo, y los del Programa durante el período de ejecución del mismo.

E. Seguros

- 4.7 UTE mantiene una política de seguros que resulta consistente con la práctica en este tipo de actividad. Los seguros externos contratados cubren los riesgos sobre activo inmovilizado e inventarios, con excepción de torres de líneas de transmisión y subestaciones de transmisión de tensiones superiores a 66 kV. Para estos activos la empresa constituyó con cargo a resultados una previsión de autoseguro calculada en función del costo estimado de los bienes que el organismo considera sujetos a riesgo máximo en caso de siniestro.

F. Impuestos

- 4.8 Las utilidades de la empresa están gravadas por un impuesto del 30% sobre las ganancias. Asimismo, las importaciones que efectúe la empresa están gravadas con tasas de importación que varían entre 10% y 30% y, con excepción de las compras de combustibles a ANCAP y de energía a la CTM, las adquisiciones están sujetas al pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) de 23%. A partir de mayo de 1995 las ventas de electricidad de la empresa están sujetas al pago de 23% de IVA, gravamen que sustituyó el 10% de Impuesto Específico

Interno. Asimismo, la empresa está sujeta por ley a la transferencia al Gobierno de determinados montos en concepto de excedentes financieros, los que se definen al considerarse el presupuesto nacional y se calculan sobre los saldos disponibles después de atender los costos de operación de la empresa, el servicio de la deuda, el programa de inversiones no financiado por otras fuentes y el mantenimiento de un adecuado nivel de liquidez.

G. Facturación y cobranzas

- 4.9 Como resultado del PMG, la empresa cuenta con un sistema de gestión comercial con procesos de facturación y cobranzas muy eficientes. Los consumos se facturan mensualmente a través de 57 oficinas de distribución en todo el país, y entre la lectura del medidor y la emisión de la factura sólo se demora 24 horas. La factura se remite a los cuatro días de la medición y es exigible dos semanas después de su emisión. El período promedio de cobranza para los consumidores privados es de aproximadamente 20 días. Para las cuentas a cobrar con entidades oficiales se ha creado un sistema de cámara compensadora, mediante el cual las entidades participantes compensan los saldos adeudados entre ellas y pagan los eventuales saldos que resulten.

H. Análisis financiero histórico

- 4.10 El análisis de los estados financieros de UTE muestra que los ingresos por ventas provenientes de su facturación en el mercado interno y de sus exportaciones fueron suficientes para cubrir la totalidad de los costos de explotación de la empresa y generar rentabilidades sobre la inversión inmovilizada que oscilaron entre 3% en 1993 y 9% en 1994. Los niveles tarifarios aplicados por UTE están en línea con los costos marginales del sistema, siendo elevados en comparación con el de otros países de la región.
- 4.11 Los costos de explotación revelan la alta incidencia que tienen los gastos de personal en los costos totales de operación, constituyendo en promedio el 29% de los mismos. Los gastos por compras de energía a Salto Grande tuvieron una evolución oscilante en función de la capacidad de generación propia, representando en promedio el 24% del total. Los demás gastos representativos estuvieron constituidos en un 19% por los cargos por depreciación, en 18% por gastos generales y de administración y en 6% por costos de combustibles.
- 4.12 Los recursos generados por la empresa en los últimos cuatro años permitieron a la misma cubrir la totalidad del servicio de la deuda y disponer de un nivel de autofinanciamiento de aproximadamente 51%. Estos índices se consideran muy satisfactorios en empresas de servicio público de electricidad. La estructura de financiamiento de la empresa se completa con préstamos obtenidos de diversas fuentes del exterior y nacionales.
- 4.13 Los principales indicadores económico-financieros muestran que al cierre del ejercicio 1994 la empresa mantenía un nivel de liquidez

de 1,66, que debe considerarse muy satisfactorio, un índice de endeudamiento de 0,56 que es relativamente bajo para entidades de esta naturaleza, un nivel de cobertura del servicio de la deuda de 2,28 veces que muestra la suficiencia de los recursos propios para atender el pago de las obligaciones por principal e intereses, un nivel de contribución de la generación interna neta al financiamiento del programa de construcción de 75%, y una rentabilidad sobre la inversión inmovilizada de 9,4%. Los indicadores mencionados revelan en general una buena situación económico-financiera de la entidad. Debe tenerse presente que el elevado índice de autofinanciamiento es producto no solo de los niveles tarifarios, sino también de la reducción del plan de inversiones de la empresa, en el marco de las medidas adoptadas desde 1994 por el gobierno en materia de ajustes de la inversión pública.

- 4.14 No obstante esta buena situación financiera, la empresa está expuesta a riesgos derivados de eventuales cambios en la paridad cambiaria que podrían llegar a afectar significativamente el nivel de compromisos a atender derivados de su endeudamiento en moneda extranjera y por compras de energía de la CTMSG. Esta situación requerirá que los niveles tarifarios incorporen cualquier eventual ajuste derivado de modificaciones significativas en la paridad cambiaria, lo cual sería atendido por la cláusula tarifaria a ser incluida en el contrato de préstamo, cuyo cumplimiento cubrirá adecuadamente este riesgo.
- 4.15 Las tarifas eléctricas son aprobadas por el MIEM con base en las propuestas de la OPP. Para la preparación de estas propuestas, UTE mantiene consultas bimestrales con la OPP en las que se revisa el programa financiero de la empresa, y en las que se determinan los niveles tarifarios requeridos y los eventuales ajustes.

I. Situación financiera proyectada

- 4.16 Con base en los estados financieros históricos y diversos supuestos analizados con el Banco, la empresa elaboró proyecciones financieras en US\$ constantes que abarcan un período de 10 años. Del análisis de las cifras resultantes surgen los siguientes comentarios y recomendaciones.
- 4.17 Los ingresos por ventas de la empresa crecerían debido a incrementos en los volúmenes de las ventas con base en el crecimiento esperado de la demanda, que se estima será de alrededor de 4% anual. Asimismo, las proyecciones financieras reflejan el impacto que tendría en los ingresos la ejecución del programa de reducción de pérdidas que permitiría reducir el nivel de pérdidas actual de 19,5% a 17% en el año 2000. UTE viene ejecutando un plan de reducción de pérdidas que se considera apropiado. Los precios de venta se mantendrían en sus niveles actuales que son suficientes para atender los requerimientos de la empresa. Los ingresos así calculados permitirían cubrir adecuadamente todos los costos de explotación de la empresa incluyendo la depreciación y producirían

resultados netos de explotación que se traducirían en rentabilidades sobre la inversión inmovilizada de aproximadamente 6% anual.

- 4.18 En este cálculo la empresa estimó que los costos totales de personal tendrían una disminución real en términos globales de 1,5% anual debido a la aplicación de programas de reducción de personal. Los costos de operación relacionados con compras de energía y combustibles están relacionados con el balance energético proyectado. Los precios unitarios de compra se proyectaron sin crecimiento para 1996 y 1997 (mitad de precio spot del mercado mayorista de Argentina) y en forma conservadora a precio spot a partir de 1998 en adelante.
- 4.19 Los ingresos ajenos a la explotación incluyen los intereses devengados por la deuda que el gobierno mantiene con UTE por concepto del Fondo Energético Nacional, por US\$163 millones amortizable en 10 años a partir de 1995. Asimismo, a partir de 1996, en dicha partida también se incluye la facturación de aproximadamente US\$5 millones anuales, por los servicios de consultoría que prestaría UTE en el exterior.
- 4.20 Para la determinación de los resultados finales de la proyección se consideraron los gastos financieros de operación calculados con base en las condiciones acordadas para los préstamos vigentes y determinados supuestos para los préstamos futuros, un cargo de 30% sobre las utilidades impositivas en concepto de impuesto a la renta y un cargo denominado "versión de resultados" que complementa los pagos impositivos con una contribución al gobierno en concepto de excedentes financieros. Basado en el comportamiento histórico de estas contribuciones, se supuso que el impuesto a la renta más la versión de resultados no excedería los US\$40 millones anuales.
- 4.21 Durante el período analizado UTE dispondría de una generación interna que le permitiría cubrir holgadamente su servicio de la deuda, ya que en ningún caso éste índice sería inferior a 1,5 veces. A su vez la empresa proyecta mantener niveles de autofinanciamiento elevados, los que complementados con los recursos que prevé obtener a través de financiamiento de terceros le permitiría atender oportunamente las necesidades derivadas de su programa de inversiones y el pago de las demás obligaciones a que está sujeta.
- 4.22 La situación expuesta lleva a la empresa a contar con una adecuada estructura patrimonial en la que el nivel de endeudamiento, medido como la relación entre el pasivo a largo plazo y el patrimonio neto promedio, muestra una tendencia decreciente durante todo el período alcanzando valores bajos para este tipo de actividad económica. Por su parte el nivel de liquidez muestra una tendencia que revela una buena situación financiera derivada de niveles tarifarios adecuados, una buena gestión comercial, un apropiado perfil de la deuda, y un plan de inversiones conservador. En el siguiente cuadro se presenta la evolución proyectada de los principales indicadores económico-financieros de UTE para el período 1995-2000:

Indice	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Endeudamiento	0,51	0,46	0,42	0,37	0,32	0,28
Cobertura servicio deuda	1,79	1,80	1,89	1,52	1,57	1,48
Liquidez	1,65	2,01	1,81	1,87	1,86	1,76
Autofinanciamiento	69%	83%	77%	62%	60%	49%
Rentabilidad s/inversión inmovilizada	8%	8,5%	6,7%	6,6%	6,5%	5,8%
Rentabilidad s/patrimonio	6%	7%	5%	5%	5%	4%

4.23 De lo anterior surge que UTE lograría mantener durante el período analizado una posición financiera desahogada, con indicadores adecuados. A efectos de consolidar tales resultados, sin embargo, es menester asegurarse que se mantendrán las políticas operativas y financieras subyacentes en las proyecciones. Para ello, se recomienda que:

- a. Los ingresos provenientes de la generación interna de fondos de UTE sean suficientes para cubrir sus gastos de funcionamiento y el servicio de su deuda y, además, contribuyan en una proporción razonable a financiar su programa de inversiones. Esta proporción será acordada anualmente con el Banco con una antelación no inferior a tres meses a la fecha de inicio de cada ejercicio financiero.
- b. UTE presente evidencia anual de que ha cobrado como mínimo el 85% de los saldos exigibles durante cada año, incluyendo saldos iniciales.
- c. UTE no incurra en nuevos endeudamientos de largo plazo que resulten en: (i) una relación deuda a largo plazo/patrimonio superior a la unidad, o (ii) un índice de cobertura del servicio de la deuda de largo plazo inferior a 1,45 veces.
- d. UTE se comprometa a implementar un Plan de Acción destinado a mejorar el nivel de productividad del personal de la empresa (párrafo 4.5).

V. VIABILIDAD DEL PROGRAMA

A. Viabilidad técnica

- 5.1 La definición y los diseños de los distintos componentes del Programa han sido llevados a cabo en su mayor parte por las unidades técnicas de UTE, que tiene una amplia experiencia en este tipo de instalaciones. En los casos de la planta convertora y de la modernización del DNC, que son tareas nuevas para UTE y requieren estudios sofisticados y de mayor complejidad, se contrataron consultorías externas que ayudaron en la preparación de los diseños y especificaciones. En todos los casos las soluciones adoptadas corresponden a las soluciones técnicas de mínimo costo para los distintos componentes del Programa.
- 5.2 Los costos del Programa fueron estimados con base en cotizaciones proforma en lo referente a la planta convertora y al DNC ya que por tratarse de proyectos especiales UTE carecía de datos. Para el resto de los componentes existe en la Gerencia de Abastecimientos de UTE amplia información actualizada, tanto para precios de materiales como de contratos de obras civiles y montaje.
- 5.3 No se anticipa ninguna dificultad en la obtención de derechos de paso y servidumbres para la construcción de las obras previstas, ya que existen disposiciones vigentes que permiten proceder a la ejecución de estas inversiones.
- 5.4 El programa de ejecución previsto se considera realista y factible de lograr dado el avanzado estado en que se encuentran la preparación de diseños y especificaciones para poder efectuar los llamados a licitación de los distintos componentes. Por otra parte existe en la región un importante número de contratistas capaces de llevar a cabo las obras en los plazos previstos, siendo que la mayoría de ellas son de simple ejecución y los materiales a emplear han sido estandarizados por UTE.
- 5.5 En lo referido a la operación y mantenimiento, la empresa dispone de personal con experiencia y capacidad para estas tareas, que pueden considerarse rutinarias dada la gran extensión de su sistema de distribución en el Interior del país. En cuanto a los componentes más complejos, UTE opera y mantiene adecuadamente desde hace muchos años sus plantas generadoras (hidráulicas y térmicas) y líneas de transmisión, y para el manejo del nuevo equipo a adquirir recibirá el entrenamiento provisto por el fabricante.

B. Viabilidad institucional

- 5.6 UTE será responsable por la ejecución del Programa en todos sus aspectos técnicos, administrativos y financieros. Esta empresa ha sido en el pasado un eficiente ejecutor de proyectos financiados por el Banco y por otras entidades internacionales, y tiene la

experiencia y la capacidad necesarias para llevar a cabo el proyecto propuesto en forma oportuna y dentro de los presupuestos elaborados.

- 5.7 La UCP tiene una estructura adecuada, con personal calificado y experimentado en la ejecución de proyectos con financiamiento de organismos internacionales.

C. Viabilidad financiera

- 5.8 De las proyecciones financieras realizadas surge que UTE generaría suficientes recursos durante el período de ejecución del proyecto para cubrir las necesidades de contrapartida; a la vez, su estrategia de inversiones y de financiamiento le permitiría mantener una posición financiera desahogada. Los riesgos que se plantean derivan exclusivamente del impacto que podría tener en la situación financiera de la empresa una modificación sustancial de la paridad cambiaria. De darse esta situación se requeriría la adopción de ajustes tarifarios para mantener el valor real de sus ingresos y poder hacer frente a las mayores erogaciones que resulten de sus compromisos en moneda extranjera.

- 5.9 En el Capítulo IV se formulan diversas recomendaciones que tienden a asegurar que tanto el nivel tarifario como las políticas financieras de UTE se mantengan dentro de los parámetros acordados con el Banco, y el cumplimiento de las mismas deberá ser objeto de especial atención durante la supervisión del Programa. Dentro de tales hipótesis, el Programa estaría adecuadamente financiado, y la empresa mantendría pautas financieras razonables y en cumplimiento de las políticas operativas del Banco en la materia.

D. Viabilidad económica

- 5.10 La evaluación económica del Programa fue realizada para cada uno de los proyectos por separado, de acuerdo con los respectivos costos y beneficios. El análisis económico partió del estudio de la solución de mínimo costo en cada caso, con base en la cual se realizó el análisis costo-beneficio de cada proyecto. Dado que todos los proyectos se encuadran en el propósito general del Programa de lograr un aumento de la eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad, también se hizo una evaluación a nivel agregado para todo el Programa, que arrojó un Valor Presente Neto (VPN) de US\$70,4 millones, y una Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE) de 38,2%. A continuación se presentan las principales conclusiones del análisis económico de cada proyecto.

1. Proyecto de Interconexión con Brasil (Rivera-Livramento)

- 5.11 Este proyecto permitirá un ahorro de costos de generación para Uruguay y Brasil debido al empleo más eficiente de ambos sistemas. El proyecto se posibilita porque existen diferencias entre los costos marginales de la electricidad de estos países. Los intercambios se originan cuando cualquiera de ellos encuentra más

barato importar energía del otro que racionar o producirla en su propio sistema y, simultáneamente, cuando el otro también encuentra beneficiosa la exportación en razón del costo de oportunidad de su energía.

- 5.12 Este proyecto es particularmente atractivo por las características favorables de su localización y la diferente estacionalidad de los consumos en Uruguay y la región fronteriza del sur de Brasil, permitiendo intercambios sin necesidad de inversiones considerables en los sistemas de transmisión.
- 5.13 Los indicadores de bondad económica de este proyecto son elevados. Muestra para Uruguay un VPN de US\$23 millones y TIRE del 30,3%. Desde el punto de vista económico el proyecto resulta también altamente atractivo para Brasil pues sus correspondientes indicadores son US\$35 millones de VPN y TIRE del 35%.
- 5.14 El análisis de sensibilidad de la evaluación indica que se trata de un proyecto excepcionalmente robusto pues, a grandes variaciones autónomas de las principales variables que determinan su bondad económica, corresponden, en todos los casos, elevados resultados de VPN y TIRE. El análisis de oportunidad de la inversión concluye que el proyecto está correctamente programado para que ingrese en su fecha más temprana posible. Un atraso de un año daría lugar a una pérdida para el Uruguay de casi US\$4 millones de VPN, también Brasil vería disminuido su VPN.

2. Proyecto de modernización del DNC e instalación de los CAZ

- 5.15 El objetivo de este proyecto es hacer más eficientes los movimientos de energía y dotar al sistema interconectado de modernas condiciones operativas. La instalación de los nuevos sistemas de control y de manejo de energía permitirá vincular los centros de despacho de energía de Uruguay y Argentina, facilitando su operación conjunta.
- 5.16 Los costos del proyecto incluyen los gastos de consultoría para la preparación del pliego de condiciones y la adquisición del nuevo sistema de control del DNC, la inversión en los sistemas de control de los CAZ, la adaptación necesaria de 24 estaciones para poder ser telecontroladas, y equipos de comunicaciones.
- 5.17 Este proyecto es altamente favorable ya que permitirá, con una inversión relativamente pequeña, reducir el costo asociado a cortes de energía (por disminución de la frecuencia de las interrupciones y de los tiempos de reposición del servicio), y reducir el costo asociado a pérdidas de energía ya que se instalarían programas de minimización de pérdidas que no son soportados por el sistema actual. El proyecto producirá también beneficios por disminución en los costos operativos, ya que el DNC actual tiene un mantenimiento muy costoso por la antigüedad de su tecnología y las dificultades para la obtención de repuestos, y también debido a que

la introducción de los CAZ redundará en la disminución de costos de personal.

- 5.18 El VPN del proyecto se estimó en US\$3.4 millones y la TIRE se calculó en 59,1%. El análisis de sensibilidad mostró que los resultados de este proyecto son poco afectados por cambios en los costos de inversión, de operación y mantenimiento o de la energía, o variaciones en la demanda esperada. El análisis de oportunidad permitió confirmar que la iniciación del proyecto en 1996 es la más adecuada.

3. Proyecto de rehabilitación de redes de distribución en el Interior

- 5.19 Los sistemas de distribución en el Interior presentan niveles de obsolescencia y deterioro serios en numerosos casos, lo que se refleja en los elevados niveles de pérdidas y en el número y frecuencia de interrupciones del servicio, registrándose el mayor número de incidencias entre la red de alimentación pública y el medidor del cliente.
- 5.20 Otro aspecto importante de la calidad del servicio es la regulación de tensión. En la gran mayoría de las ciudades y centros poblados son importantes las caídas de tensión que se producen. El proyecto permitirá atacar principalmente las incidencias a nivel del suministro individual en las ciudades beneficiadas, así como las caídas de tensión inadmisibles.
- 5.21 Para la preparación de este componente se desarrolló una metodología específica para el diagnóstico, planeamiento a 15 años y diseño de proyectos para la rehabilitación de las redes de las localidades beneficiarias. El proyecto fue tratado como un Programa de Obras Múltiples, definiéndose un universo de 25 ciudades (las 18 capitales departamentales del interior más algunas de las principales ciudades, como Pando, Ciudad de la Costa y La Paz-Las Piedras). Se seleccionaron tres ciudades para ser estudiadas en detalle (Salto, San José y El Pinar), y una vez preparados los proyectos de detalle de las tres ciudades y sus presupuestaciones correspondientes, se extrapolaron los resultados al resto de las ciudades. Finalmente se arribó a un listado final de obras en 14 ciudades, compatible con la restricción de presupuesto del proyecto.
- 5.22 Las obras comenzarán en las localidades de Salto y San José, ciudades que forman parte de la muestra representativa para las que se cuenta con proyectos a nivel ejecutivo. Las otras doce ciudades, para las cuales existe un plan de trabajo para la terminación de los proyectos a nivel ejecutivo, son: Canelones, Florida, Maldonado, Ciudad de la Costa Sur, Tacuarembó, Mercedes, La Paz-Las Piedras, Trinidad, Fray Bentos, Colonia, Treinta y Tres y Rocha.

- 5.23 Los beneficios incrementales del proyecto surgen en cada localidad de la comparación entre la alternativa con proyecto respecto de la alternativa sin proyecto. Estos beneficios son: el aumento en el suministro de energía que el proyecto es capaz de satisfacer debido a falta de capacidad de las redes de la alternativa sin proyecto, tanto por el aumento de la demanda, como por la salida de servicio por finalización de la vida útil de parte de los equipos actualmente existentes; la reducción de pérdidas técnicas; el aumento en el suministro de energía por la mejora en el nivel de tensión; y la disminución del número de interrupciones. Si bien se realizaron estudios técnicos para evaluar el impacto de la mejora en la tensión de suministro, para la evaluación económica del proyecto se consideraron solamente los beneficios por demanda incremental y reducción de pérdidas, ya que no se contaba con información suficiente para estimar razonablemente los restantes beneficios, lo cual constituye una opción conservadora pues penaliza al proyecto.
- 5.24 El proyecto agregado presenta un VPN de US\$45,7 millones y una TIRE de 46,7%, fluctuando las TIRE para los distintos casos estudiados entre 16% y 73%. El análisis de sensibilidad permitió comprobar que el proyecto se vería afectado sólo marginalmente frente a variaciones en los costos o en la demanda: un aumento del 30% en el costo de las inversiones reduciría la TIRE a 38%, y una caída de la demanda en un 30% llevaría la TIRE al 35%. También se efectuó un análisis de la oportunidad en cada caso, resultando como fecha más favorable la más temprana para la entrada en servicio.

4. Proyecto de instalación de medidores en baja tensión

- 5.25 Los medidores a ser adquiridos mediante el proyecto reemplazarán medidores obsoletos y en mal estado, en forma suplementaria al programa normal de sustitución e instalación de nuevos medidores de la empresa. Usualmente se considera como vida útil de un medidor 20 años, y aún si se aceptara una vida útil de 30 años, UTE tendría alrededor de 300.000 medidores obsoletos, siendo muchos de ellos de las décadas del 40 y 50 y funcionando en forma defectuosa.
- 5.26 La evaluación económica se realizó para el proyecto de reemplazo de 300.000 medidores, del cual el proyecto a ser financiado por el BID constituye un subconjunto homogéneo. Desde el punto de vista económico, los costos del proyecto se originan en la inversión y en la reducción del consumo por parte de los clientes, cuyo valor se estima a partir de la disposición a pagar por parte de los consumidores. Los beneficios de la sustitución de los medidores se miden por el ahorro de los costos de suministro debido a la energía que se deja de consumir. Al colocarse el medidor nuevo, el cliente pasa a percibir la tarifa real de la energía eléctrica, superior a la que pagaba hasta el momento y, por lo tanto, reduce su consumo de electricidad.
- 5.27 El proyecto total presenta un VPN de US\$3,8 millones, y la TIRE es del 18,8%. El análisis de sensibilidad se realizó suponiendo alternativamente que aumentaban las inversiones, que caía el costo

de la energía, que caía la demanda y que crecía la tarifa. También se estudió la sensibilidad ante un consumo registrado menor que el esperado, una vez efectuado el cambio del medidor. Los resultados obtenidos muestran en general que el proyecto es bastante robusto. El análisis de la oportunidad de la inversión muestra que a medida que se retrasa la inversión disminuye el beneficio neto del proyecto, por lo que resulta conveniente su ejecución en la fecha más temprana posible.

E. Viabilidad ambiental

- 5.28 Una vez conocidos y caracterizados los impactos del Programa y sus proyectos, evaluadas las acciones correctoras y diseñada la estrategia de manejo ambiental, se efectuó una evaluación global ambiental del Programa, considerando que se ejecutarán todas las medidas de manejo ambiental recomendadas en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Los resultados de dicha evaluación indican que el proyecto es ambientalmente viable. Esta conclusión se basa en que los impactos ambientales del Programa son de pequeña magnitud e importancia, en su mayoría temporales y reversibles, y para aquellos de largo plazo e irreversibles se considera la adopción de medidas de mitigación y compensación que permitirán minimizarlos.
- 5.29 El EIA del Programa ha servido de base para preparar la información requerida por el artículo 4 del Reglamento de Evaluación Ambiental vigente en el Uruguay, y comunicar oficialmente el proyecto de construcción de la línea de transmisión Rivera-Frontera con Brasil a la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA), organismo encargado de ejercer la autoridad ambiental. Cabe aclarar que dentro de la legislación uruguaya, sólo esta línea de transmisión requiere una autorización especial de aquel organismo.

F. Riesgos

- 5.30 El Programa no presenta riesgos destacables desde los puntos de vista técnico, ambiental o de ejecución. El único proyecto que presenta una situación especial es el relacionado con los intercambios de energía con el Brasil, que necesita de la firma de acuerdos que están siendo negociados (ver párrafo 2.7). Se recomienda que el llamado a licitación para este componente quede sujeto a la presentación de los mismo por parte del ejecutor.

G. Monitoreo

- 5.31 Para el seguimiento de la marcha general del Programa y de la evolución de la política sectorial, se recomienda la realización de reuniones periódicas de consulta entre el Prestatario, las autoridades de gobierno y el Banco, la primera de las cuales debería efectuarse dentro de los tres meses siguientes al primer año contado de la fecha del contrato de préstamo. En dichas reuniones se revisaría, entre otros temas, la política tarifaria, los avances en la implantación del Plan de Mejoramiento de la Productividad del Personal de UTE, las medidas para la reducción de pérdidas y para

el uso racional de la energía eléctrica, y en general otros aspectos que a juicio de las partes sean relevantes para el cumplimiento de los objetivos del Programa. Las reuniones serían anuales en principio, pudiendo las partes acordar otra periodicidad a su mejor criterio.

MARCO LOGICO

PROGRAMA DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION (UR-0022)

PROGRAMA	PROYECTO DE INTERCONEXION CON BRASIL (RIVERA-LIVRAMENTO)	PROYECTO DE MODERNIZACION DEL DNC E INSTALACION DE LOS CAZ	PROYECTO DE REHABILITACION DE REDES DE DISTRIBUCION EN EL INTERIOR	PROYECTO DE MEDIDORES EN
al mejoramiento de la vida de la población competitiva de los productivos.				
la eficiencia en la n del servicio público icidad en el contexto eficiente integración	FIN Aumentar la eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad en el contexto de una creciente integración regional.	FIN Aumentar la eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad en el contexto de una creciente integración regional.	FIN Aumentar la eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad en el contexto de una creciente integración regional.	FIN Aumentar la eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad en el contexto de una creciente integración regional.
INTEGRANTES DEL to de interconexión con (Rivera-Livramento). to de modernización del talación de los CAZ. to de rehabilitación de distribución en el to de instalación de en baja tensión.	PROPOSITO Contribuir a optimizar el uso de los recursos energéticos de ambos países diversificando los mercados y fuentes de abastecimiento del sector eléctrico uruguayo. COMPONENTES Estación conversora de frecuencia destinada a ampliar los intercambios de electricidad con el Brasil construida y en operación.	PROPOSITO Hacer más eficientes los movimientos de energía y dotar al sistema de condiciones operativas actualizadas. COMPONENTES Despacho Nacional de Cargas (DNC) modernizado y Centros de Atención Zonal (CAZ) instalados.	PROPOSITO Incrementar la confiabilidad y calidad del servicio público de electricidad, y disminuir las pérdidas técnicas en las redes de distribución en las principales ciudades del Interior del país. COMPONENTES Redes de distribución en 14 ciudades del Interior del país rehabilitadas.	PROPOSITO Reducir las pérdidas técnicas incrementando la facturación de electricidad suministrada. COMPONENTES 60.000 medidores instalados y en operación.

MARCO LOGICO
PROYECTO DE INTERCONEXION CON BRASIL (RIVERA-LIVRAMENTO)

SUMARIO NARRATIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUPUESTOS IMPORTANTES
Contribuir a mejorar la eficiencia en la prestación del servicio público de electricidad en el contexto de una integración regional.			
Contribuir a optimizar el uso de los recursos energéticos de ambos países verificando los mercados y el abastecimiento del sector eléctrico uruguayo.	1.1 Durante el período comprendido entre enero de 1998 y diciembre de 2002, bajo condiciones de operación promedio, los intercambios de energía a través de la estación convertidora no serán inferiores a 1.500 GWh.	1.1 Registros del Despacho Nacional de Cargas.	
Contribuir a la operación de la estación convertidora de frecuencia y obras complementarias destinadas a facilitar los intercambios de electricidad a alta tensión con el Brasil y en operación.	1.1 En enero de 1998 entrará en operación una estación convertidora de frecuencia de 50 a 60 Hz con capacidad para realizar intercambios de hasta 70 MW, con sus equipos conexos.	1.1 Informes técnicos de inspección de obras de UTE.	
Contribuir a la construcción de la estación convertidora y obras complementarias de ingeniería y diseño, adquisición de equipos, ejecución de obras civiles, adquisición y ensayo de suministro de la estación convertidora, adquisición y ensayo de suministros de la línea, puesta en servicio de la línea y puesta en servicio.	Ver presupuesto detallado del proyecto.	1.1 Registros contables de la Unidad Coordinadora de UTE a cargo de la supervisión del proyecto.	1. Ejecución oportuna de las obras requeridas del lado brasilense conforme con los criterios acordados en el respectivo contrato de interconexión y acuerdos complementarios.

MARCO LOGICO

PROYECTO DE MODERNIZACION DEL DESPACHO NACIONAL DE CARGAS (DNC)
E INSTALACION DE LOS CENTROS DE ATENCION ZONAL (CAZ)

SUMARIO NARRATIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUPUESTOS IMPORTA
tar la eficiencia en la n del servicio público de dad en el contexto de una integración regional.			
más eficientes los movi- e energía y modernizar las es operativas del sistema de ón.	1.1 El tiempo de reposición de las fallas en el sistema interconectado que involucren más del 20% de la potencia correspondiente a la demanda máxima anual, disminuirá de 60 minutos en 1994/95 a 47 minutos a partir del año 2000, y en el caso de las fallas menores, la frecuencia de aquellas de duración menor a 5 minutos se reducirá de 3,2 fallas por estación y por año en 1994/95, a 2,5 a partir del año 2000.	1.1 Registros del DNC.	
ES s equipos para el DNC ados y en operación. n instalados y en operación. iones remodeladas y en ión.	1.1 En enero de 1999 estará en operación el DNC renovado y con los nuevos sistemas de control y de manejo de energía instalados, y en enero del 2000 estarán operativos los sistemas de control de CAZ instalados.	1.1 Informes técnicos de inspección de obras de UTE.	
ES tación de consultoría para ión de pliegos. o de adjudicación. e de los equipos y sistemas. ción de estaciones.	Ver presupuesto detallado del proyecto.	1.1 Registros contables de la Unidad Coordinadora a cargo de la supervisión del proyecto.	

MARCO LOGICO
PROYECTO DE REHABILITACION DE REDES DE
DISTRIBUCION EN EL INTERIOR

SUMARIO NARRATIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUPUESTOS IMPORTA
tar la eficiencia en la n del servicio público de dad en el contexto de una integración regional.			
mentar la confiabilidad y el servicio público de elec- y disminuir las pérdidas en las redes de distribución incipales ciudades del del país.	1.1 El tiempo total de interrupciones por cliente en las ciudades alcanzadas por el proyecto disminuye de 12,5 hs/año en 1994 a 5 hs/año a partir del año 2000.	1.1 Informes de gestión de UTE.	
ES de distribución en 14 del Interior del país as y en operación.	1.1 Hasta diciembre de 1999 se incrementará la potencia instalada en transformadores en 83.000 kVA y se renovará una extensión de redes de baja tensión de 1.810 km.	1.1 Informes de la Unidad Coordi- nadora de UTE a cargo de la supervi- sión del proyecto.	
ES to de detalle por ciudad. o de adjudicación de ales. a de materiales. o de adjudicación del montaje udad. del contrato de montaje. e (ver cronograma de ejecución oyecto).	RECURSOS Ver presupuesto detallado del proyecto.	1.1 Registros contables de la Unidad Coordinadora de UTE a cargo de la supervisión del proyecto.	

MARCO LOGICO

PROYECTO DE INSTALACION DE MEDIDORES EN BAJA TENSION

SUMARIO NARRATIVO	INDICADORES	MEDIOS DE VERIFICACION	SUPUESTOS IMPORTA
tar la eficiencia en la n del servicio público de dad en el contexto de una integración regional.			
ir las pérdidas no técnicas ando la facturación de la uministrada.	1.1 La facturación de los kWh corres- pondientes a los clientes residen- ciales y comerciales con medidores sustituídos en 1997 se habrá incremen- tado en 33.500 MWh en 1998, y en 17.000 MWh la facturación en 1999 correspondiente a los clientes resi- denciales y comerciales con medidores sustituídos en 1998.	1.1 Informes técnicos de UTE.	
ES 0 medidores instalados y en ción.	1.1 Al 31/12/99 se habrán instalado 60.000 medidores de simple medición, de los cuales 85% son monofásicos y 15% trifásicos.	1.1 Informes de la gerencia respon- sable de UTE a cargo de la ejecución del proyecto.	
ES ción de pliegos. ción. o de adjudicación. del contrato y entrega de ores. ación (ver cronograma de ción del proyecto).	Ver presupuesto detallado del proyecto.	1.1 Registros contables de la Unidad Coordinadora de UTE a cargo de la supervisión del proyecto.	

PLAN TENTATIVO DE ADQUISICIONES

PRINCIPALES ADQUISICIONES DEL PROGRAMA	FINANCIAMIENTO		METODO	FECHA AEA
	BID	UTE		
Consultoría DNC 1 concurso Valor total: US\$150.000	100%		CPI	III/95
Interconexión Uruguay/Brasil 1 licitación Valor total: US\$27.765.000	100%		LPI	IV/95
Despacho Nacional de Cargas 1 licitación Valor total: US\$2.030.000	100%		LPI	III/96
Centros Atención Zonal 1 licitación Valor total: US\$1.834.000	67%	33%	LPI	IV/95
Medidores baja tensión 2 licitaciones Valor total: US\$2.475.000	95%	5%	LPI	I/96 I/97
Conductores y accesorios 2 licitaciones Valor total: US\$7.670.000	50%	50%	LPI	I/96 III/97
Equipo para estaciones 2 licitaciones Valor total: US\$172.000	50%	50%	LPI	I/96 III/97
Tableros baja tensión 2 licitaciones Valor total: US\$2.706.000	50%	50%	LPI	II/96 III/97
Transformadores 2 licitaciones Valor total: US\$4.476.000	50%	50%	LPI	II/96 III/97
Montaje Ciudad de la Costa Sur 3 licitaciones Valor total: US\$3.216.000	50%	50%	LPI	III/96 I/97 III/97
Montaje Florida 1 licitación Valor total: US\$414.000	50%	50%	LPI	I/97
Montaje La Paz/Las Piedras 1 licitación Valor total: US\$1.462.000	50%	50%	LPI	III/97
Montaje Maldonado 1 licitación Valor total: US\$1.081.000	50%	50%	LPI	I/96
Montaje Treinta y tres 1 licitación Valor total: US\$921.000	50%	50%	LPI	I/98

PRINCIPALES ADQUISICIONES DEL PROGRAMA	FINANCIAMIENTO		METODO	FECHA AEA
	BID	UTE		
Montaje Rocha 1 licitación Valor total: US\$1.063.000	50%	50%	LPI	I/98
Montaje Tacuarembó 1 licitación Valor total: US\$1.168.000	50%	50%	LPI	III/96
Montaje Salto 1 licitación Valor total: US\$1.963.000	50%	50%	LPI	I/96
Montaje Mercedes 1 licitación Valor total: US\$1.294.000	50%	50%	LPI	II/96
Montaje Trinidad 1 licitación Valor total: US\$1.184.000	50%	50%	LPI	I/97
Montaje Fray Bentos 1 licitación Valor total: US\$598.000	50%	50%	LPI	I/98
Montaje San José 1 licitación Valor total: US\$723.000	50%	50%	LPI	I/96

CPI: Concurso Público Internacional.
LPI: Licitación Pública Internacional.

PROGRAMA DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION - UTE
CUADRO DE COSTOS Y FINANCIAMIENTO POR AÑO (EN MILES DE U\$S)

	1996			1997			1998			1999			TOTAL	
	BID	UTE	TOTAL	BID	UTE	TOTAL	BID	UTE	TOTAL	BID	UTE	TOTAL	BID	TOTAL
Instalación														
Dirección de Construcción	150	690	840	0	1588	1588	0	1277	1277	0	276	276	150	
n	0	254	254	0	463	463	0	409	409	0	179	179	0	
ta y Administración	150	944	1094	0	2051	2051	0	1686	1686	0	455	455	150	
Construcción														
vera Livramento	4000	0	4000	13176	0	13176	10589	0	10589	0	0	0	27765	
cional de Cargas y Caz	158	150	308	1376	150	1526	1271	150	1421	459	150	609	3264	
ión	4158	150	4308	14552	150	14702	11860	150	12010	459	150	609	31029	
Medidores en Baja Tensión	0	0	0	1720	86	1806	626	43	669	0	0	0	2346	
de Redes de Distribución Interior	0	0	0	5259	4894	10153	5257	5494	10751	4508	4700	9208	15024	
ción	0	0	0	6979	4980	11959	5883	5537	11420	4508	4700	9208	17370	
Directo de Construcción	4158	150	4308	21531	5130	26661	17743	5687	23430	4967	4850	9817	48399	
entes														
cnica	0	0	0	200	0	200	0	0	0	0	0	0	200	
Específica														
	425	52	477	1757	591	2348	1132	635	1767	57	428	485	3371	
	137	163	300	610	1955	2565	428	1455	1883	165	794	959	1340	
sin asignación	562	215	777	2367	2546	4913	1580	2090	3650	222	1222	1444	4711	
ros														
igilancia	135	0	135	135	0	135	135	0	135	135	0	135	540	
	0	144	144	0	1084	1084	0	2499	2499	0	3387	3387	0	
Compromiso	0	389	389	0	285	285	0	128	128	0	58	58	0	
Financieros	135	533	668	135	1369	1504	135	2627	2762	135	3445	3580	540	
	5005	1842	6847	24233	11096	35329	19438	12090	31528	5324	9972	15296	54000	

PROYECTO DE RESOLUCION

URUGUAY. PRESTAMO No. ____/OC-UR. A Administración
Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)
(Programa de transmisión y distribución eléctrica)

El Directorio Ejecutivo

RESUELVE:

Autorizar al Presidente del Banco o al representante que él designe, para que en nombre y representación del Banco proceda a formalizar el contrato o contratos que sean necesarios con la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), como Prestatario, y con la República Oriental del Uruguay, como Garante, para otorgarle a la primera un financiamiento destinado a cooperar en la ejecución de un Programa de transmisión y distribución eléctrica. Dicho financiamiento será por una suma de hasta US\$54.000.000 o su equivalente en otras monedas, excepto la de Uruguay, que formen parte de los recursos del capital ordinario del Banco, y se sujetará a los "Plazos y Condiciones Financieras" y a las "Condiciones Contractuales Especiales" del Resumen Ejecutivo de la Propuesta de Préstamo.