

República Oriental del Uruguay
Banco Interamericano de Desarrollo
(BID)
Fondo Multilateral de Inversiones
(FOMIN)

Evaluación Final del Programa
Apoyo al Marco Regulatorio de Servicios Eléctricos
(ATN/MT-7909-UR)
Consultor: Alejandro E. Rausch

28 de diciembre de 2005

Indice	Pag
Abreviaturas y Acrónimos	3
I. Introducción	4
II. Actividades	5
(a) Realizar una revisión y análisis de las acciones y actividades cumplidas, los productos realizados y el uso de los recursos	5
(b) Valorar los aspectos positivos y los problemas encontrados en la ejecución, y las desviaciones y limitaciones existentes.	5
(c) Evaluar los resultados medidos en términos de los indicadores de ejecución identificados en el Marco Lógico del Programa.	7
(d) Evaluar el desempeño de OPP (Dirección del Departamento de Política Económica y de Regulación), en cuanto a su gestión de supervisión y control del cumplimiento de objetivos del Programa; la formulación de planes anuales de actividades; y la ejecución de actividades de administración.	8
(e) Evaluar los factores externos más importantes que hayan afectado los logros de los resultados previstos en el Programa.	10
(f) Identificar las razones principales que hayan afectado la eficiencia en la implementación del Programa.	10
(g) Analizar las eventuales lecciones aprendidas en la implementación del Programa, teniendo en cuenta factores técnicos, institucionales y operacionales, incluidos factores externos, que hayan afectado el diseño, negociación, ejecución, monitoreo y finalización del Programa. Hará recomendaciones para la mejora del diseño y ejecución de Programas similares a futuro.	10
Lecciones	11
Recomendaciones	11
Anexo	
Antecedentes	12
Referencias	24
Entrevistas	25

Abreviaturas y Acrónimos

ARIAE	Asociación de Reguladores Iberoamericanos de Electricidad
CENS	Costo de Energía No Suministrada
CF	Costo de Falla
CTM	Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
DNE	Dirección Nacional de Energía
DO	Diario Oficial
DPER	Dirección de Política Económica y Regulatoria
FOMIN	Fondo Multilateral de Inversiones del BID
GC	Garantía de Calidad
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
OD	Objetivos de Desarrollo
OP	Oficina País del BID
OPP	Oficina de Planeamiento y Presupuesto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas de Desarrollo
SMEC	Sistema de Medición Comercial
TDRs	Términos de Referencia
UREE	Unidad Reguladora de Energía Eléctrica
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas
VADE	Valor Agregado de Distribución Estándar

Evaluación Final del Programa
Apoyo al Marco Regulatorio de Servicios Eléctricos
(ATN/MT-7909-UR)

I. Introducción

Esta consultoría tiene por objeto realizar la Evaluación Final del Programa de Apoyo al Marco Regulatorio de Servicios Eléctricos (ATN/MT-7909-UR).

El monto total de la operación es de US\$ 530.000, siendo US\$ 371.000 el aporte del FOMIN (70%) y US\$ 159.000 el aporte local (30%). A la fecha se ha ejecutado US\$ 132.083 del aporte FOMIN (35,5%) y US\$ 123.453 del aporte local (77%), siendo el pari passu 36% / 77%.

Debido al considerable atraso en la ejecución del Programa Apoyo al Marco Regulatorio de Servicios Eléctricos se solicitó una Misión de Administración que se llevó a cabo entre el 15 y 17 de agosto pasado.

En la Ayuda memoria firmada el 17 de agosto por el Jefe de la Misión de Administración y el Subdirector de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto – OPP-, se acordó completar las actividades en proceso ya contratadas y desembolsar los recursos comprometidos en dichas actividades dentro de los plazos vigentes de ejecución y desembolsos del Programa. Se acordó no tramitar nuevas prórrogas a esta operación. Siendo el plazo vigente hasta el último desembolso el 11 de noviembre de 2005.

Para su realización se analizó, previamente, la información enviada por correo electrónico por la Representación del BID en Montevideo, los antecedentes disponibles de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua –URSEA-, los de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía Y Minería –MIEM- y demás antecedentes sectoriales.

La misión a Montevideo, Uruguay, se realizó entre los días 5 y 10 de diciembre, realizándose algunas reuniones adicionales que se realizaron la semana siguiente, también en Montevideo, y otras en Buenos Aires con la ex Gerente General de la URSEA y el sectorialista del Banco Mundial –BM- a cargo del Proyecto de Asistencia Técnica para la Modernización de los Servicios Públicos de Uruguay (UYPE70058)

Se agradece el apoyo y colaboración del Representante del BID, Sr. Juan José Taccone, del Subrepresentante del BID, Sr. César Williams, la nueva especialista FOMIN de la representación, Srta. Mariana Wettstein, el consultor, Sr. Jorge Bianco y de la Srta. Carolina D'Angelo quien brindó el apoyo logístico y

documental. Las personas entrevistadas, como así también los antecedentes y documentación consultada figuran en el Anexo.

Este informe contiene el desarrollo de las actividades planteadas, según los términos de referencia TDRs, las lecciones aprendidas y conclusiones y recomendaciones. En el Anexo figuran los Antecedentes, las Referencias y las Entrevistas.

II. Actividades

(a) Revisión y análisis de las acciones y actividades cumplidas, los productos realizados y el uso de los recursos

El Programa estaba conformado por dos componentes siendo además los recursos asignados los siguientes:

- (i) Implantación de los procedimientos internos de la UREE, posteriormente URSEA, (FOMIN: US\$ 253.000 y Local: US\$ 74.000) y
- (ii) Determinación del Costo de Falla del Sistema (FOMIN: US\$ 98.000 y Local: US\$ 57.000).

- Con respecto al componente (i) referido a los procedimientos internos de la UREE, en adelante URSEA ya que fuera integrada al ente multisectorial a partir del año 2003, según la Ley N° 17.598 del 24 de diciembre de 2002, sólo se concretaron dos actividades referidas a la gestión y capacitación, respectivamente:

1. Desarrollo e instalación del Expediente Electrónico. El mismo fue desarrollado e instalado en septiembre de 2003, abarcando todas las áreas y funciones de la URSEA. El trabajo fue realizado por la consultora ISA siendo su costo US\$ 27.975.
2. Reunión Anual de la Asociación de Reguladores Iberoamericanos de Electricidad ARIAE. Realizada entre el 6 al 8 de abril de 2005 en Punta del Este con la participación de un expositor internacional financiados por el Programa. El costo del evento organizado por la firma Eventos SRL de Outeda y Bentos fue de US\$ 23.800 más los pasaje y estadía de un experto internacional por US\$ 1.360, la gestión se realizó en 45 días.

El proceso de contratación del Expediente Electrónico demoró un año, entre septiembre de 2002 y 2003 debido al cambio de la UREE a URSEA, debiendo revisar y ajustar la demanda a las nuevas misiones y funciones del organismo. Sin embargo, el proceso de contratación se manejó adecuadamente no hubieron mayores problemas, salvo un pedido de aclaración por parte de un competidor y cuando el contrato fue negociado e implementado el trabajo se desarrolló según el plazo previsto, 35 días, se cumplió con el período de prueba y está funcionando eficientemente.

La acción de capacitación, mediante el seminario de ARIAE se realizó a pedido del Gobierno, OPP y URSEA, debido al compromiso y visibilidad internacional del evento y el BID, tuvo la celeridad y flexibilidad necesaria para incorporar esta actividad, no prevista en el Programa original ni en los Planes de Trabajo y POAs presentados. En este caso, también se cumplió con lo previsto, siguiendo los procedimientos de contratación previstos y obteniéndose los resultados esperados.

Con respecto a las demás acciones contempladas e iniciadas referidas a:

1. Procedimientos internos de la URSEA mediante normas de GC ISO 9000 versión 2000, la misma no se pudo realizar debido al hecho que el proceso de adjudicación fue demorado debido a impugnaciones por parte de uno de los oferentes, situación que la URSEA y OPP no pudieron superar, llegando de esta manera a la necesidad de anular el proceso y no ejecutar la actividad.

Si bien esta situación impidió que la URSEA pudiera realizar la actividad prevista, es importante tener en cuenta también la precariedad institucional del organismo y que dada la escasa dotación de personal las urgencias muchas veces primaron sobre otros temas importantes.

En efecto, desde su creación, sólo tuvo presupuesto del Poder Ejecutivo (PE) para pagar las remuneraciones de los tres directores miembros de la Comisión Directiva, nunca se llegó a la aprobación de la estructura orgánica del ente, ni a disponer de presupuesto como así también de todos los recursos derivados de la tasa de control de energía y agua lo cual hizo que los recursos humanos que en el máximo llegaron a ser 23 personas (15 a principios del 2005), sobre un total previsto para los tres sectores de alrededor de 100 (60 sólo para electricidad), fueran funcionarios en comisión de UTE o contratos menores al año hechos mediante un proyecto PNUD que estructuró el ente.

A pesar de ello, la URSEA logró elaborar los reglamentos y normas clave previstas en su Ley y Decretos de creación, brindar cursos de capacitación nacional e internacional para la mayoría de sus funcionarios y agentes y avanzar sobre algunos temas centrales a su misión.

Sin embargo, aun está pendiente la aplicación e implementación de algunos aspectos centrales de los reglamentos, las normas, con sus pautas, penalidades y sanciones, en lo referente a seguridad y calidad de servicio como así también avanzar en la adecuación de los peajes y costos de interconexión necesarios para la comercialización de la energía del excedente de autoproducción y las compras por parte de los consumidores libres.

En efecto, desde los años 2003 y 2004 ha habido postergaciones, principalmente atendiendo los pedidos y observaciones de UTE, y quizás haya

sido esta un área donde debiera haberse concentrado más esfuerzos y recursos.

2. Consultoría de Gestión documental

3. Equipamiento informático

Por las mismas razones y dado que después de la prórroga otorgada se acordó no hacer más extensiones de plazos, no fue posible implementar estas dos últimas actividades.

- El componente (ii) estaba referido al estudio del Costo de Falla:

1. Estudio de Costo de Falla (Costo de la Energía No Suministrada CENS) siendo el monto gastado de US\$ 104.110 mediante la contratación de la Consultora Colombiana SA. Ingenieros Consultores.

Si bien el proceso licitatorio y de contratación demoró más de un año, debido a los cambios institucionales que tuvo la URSEA, la dedicación del ente a otros trabajos más prioritarios y los tiempos de gestión que demandan estos procesos, el trabajo se comenzó a ejecutar a mediados del 2004 y terminó satisfactoriamente a mediados de 2005, habiendo pasado por todas las instancias de análisis y evaluación de las instituciones relacionadas hasta la aprobación final por la Comisión Directiva de la URSEA.

El último estudio de Costo de Falla o CENS que tenía Uruguay era del año 1993 y algunas referencias cercanas de Argentina. El hecho de haber realizado una encuesta a usuarios domiciliarios / residenciales de amplia cobertura y encuestas a establecimientos industriales y comerciales permite tener buenos indicadores acerca del comportamiento, necesidades y percepción de los diferentes usuarios, de su disposición a pagar y aceptar o recibir por el servicio de cierta calidad permitiendo dar señales claras para la inversión y calidad de servicio.

Por lo tanto, promover su difusión y aplicación es muy importante tanto para el sector, la actividad y los consumidores y usuarios.

Debido a las razones antes señaladas, referidas a la precariedad institucional, los cambios y transición de la UREE a la URSEA, la crisis económica y restricciones del 2002 y 2003 y demás factores sólo se ha utilizado el 35,6 % (US\$ 132.085) de los recursos provistos por el FOMIN y alrededor del 77% (US\$ 123.453) de los recursos locales. Siendo el pari passu: 36% / 77%.

Si bien la situación descripta anteriormente permite comprender las razones del atraso, es posible que una decisión y acción oportuna de reformulación del Programa, por parte de la URSEA con el apoyo de la OPP hubiera permitido

atender las prioridades y urgencias también señalada, posiblemente alentada y con el beneplácito de la Oficina País y del FOMIN.

(b) Valoración de los aspectos positivos y los problemas encontrados en la ejecución, y las desviaciones y limitaciones existentes.

Considerando la situación del país su contexto, el diseño y componentes previstos por el Programa fueron adecuados, teniendo en cuenta que la UREE ya había comenzado su actividad a partir de mediados del año 2001, con el nombramiento de los tres directores y personal profesional clave. Sin embargo, aparentemente hubo insuficiente participación directa por parte de la UREE, en esta etapa, respecto a la Dirección respectiva de la OPP, que sólo teniendo competencias administrativas fue designada por el Gobierno como entidad ejecutora.

Entre mediados de 2001 y principios de 2003, se logró elaborar, consultar y aprobar los reglamentos general, de transmisión y distribución, del mercado mayorista eléctrico, de seguridad, de calidad de servicio, Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE) y otros decretos, reglamentaciones y resoluciones importantes para el funcionamiento del sector. Esto se hizo con la participación de la DNE del MIEM y consultas con UTE y la CTM de Salto Grande y consulta pública por lo atinente a calidad de servicio.

Este trabajo fue realizado en un contexto de debilidad de la mayor parte de las instituciones principales del sector, salvo la UTE, un congelamiento de incorporación de funcionarios a la administración pública establecida desde 1995 y recientemente derogada -que aunque no era aplicable al caso de la URSEA fue imposible superar-, la crisis económica y social del 2002 y la aplicación de las nuevas normas de contrataciones y la falta de flexibilidad por parte de la Contraloría General.

La designación de la OPP como unidad ejecutora con responsabilidad administrativa no fue suficiente, si bien posee personal con experiencia, el hecho de ser sólo dos personas, que atienden una diversidad y cantidad de proyectos, incrementa la intermediación, las necesidades de coordinación y procedimientos sin mayor valor agregado, con insuficiente nivel de compromiso frente a la complejidad del proceso.

Específicamente hubo precariedad de recursos humanos, económicos y de estructura con que operaba la UREE y posteriormente URSEA a cuya superación debía aportar el proyecto mediante apoyo a la gestión y asistencia técnica.

Todos estos aspectos conjuntamente con la complejidad de los procesos licitatorios y contractuales derivaron en demoras y retrasos que impidieron que el proyecto pudiera atender oportunamente las necesidades de una institución

que, por otra parte, operó precariamente desde el punto de vista del fortalecimiento y desarrollo institucional hasta la fecha.

En este proceso de análisis y evaluación, se observó la carencia y debilidad de un sistema de información cronológico y sistemático, especialmente sustantivo, que permitiese un eficiente seguimiento de la operación.

(c) Evaluar los resultados medidos en términos de los indicadores de ejecución identificados en el Marco Lógico del Programa.

En cuanto a los Objetivos de Desarrollo OD, los cuales fueron bien concebidos en el diseño, siendo los mismos de mediano y largo plazo, éstos no se alcanzaron debido a la cancelación de la operación, habiendo desembolsado sólo la tercera parte de los recursos previstos.

Por otra parte, entre 2002 y 2003 se había avanzado en el proceso de integración al mercado regional, especialmente con Argentina, habiéndose realizado contratos por compra de energía con generadores de ese país y los arreglos de transporte correspondientes que se cayeron ante la crisis energética del 2004.

Las previsiones de la ley en lo referente a la segmentación por unidades de negocio de UTE con contabilidad empresarial separada respondiendo no sólo a aspectos técnicos sino también a señales e incentivos económicos, los decretos y normativa correctamente aplicados con un ente regulador fortalecido podrían permitir aumentar la eficiencia y productividad del sector ("gestión razonable y eficiente"). Se estima que las posibles ganancias por eficiencia en distribución podrían alcanzar hasta un 20% y que también existen posibilidades de mejora y optimización en generación.

Estas mejoras y cambios podrían beneficiar a los consumidores, ya sea de niveles y estructuras tarifarias más razonables, mejoras en la calidad de servicios y mayores recursos para la expansión y ampliación de la inversión y mantenimiento, mediante la combinación de políticas que se determine sectorialmente, contribuyendo a la competitividad buscada.

El objetivo de transparencia, predictibilidad y eficiencia en la acción de la URSEA tampoco fue alcanzado debido a la precariedad institucional antes mencionada que impidió avanzar en el fortalecimiento y desarrollo institucional y de gestión.

Este objetivo es central para lograr la credibilidad, reputación y autonomía relativa de la autoridad regulatoria frente a los actores y la sociedad.

En cuanto a los objetivos específicos y componentes:

- Procedimientos Internos de la UREE / URSEA

El proyecto no contribuyó directamente a alcanzar ningunos de los indicadores especificados en el Marco Lógico debido a las razones de contexto y precariedad institucional antes señalados.

- Costo de Falla (CENS)

El estudio, con la metodología aprobada por la URSEA, realizó el diseño apropiado de la encuesta, el trabajo de campo, su procesamiento y cálculo según el plan de trabajo previsto que fuera considerado por los diferentes actores del sector y aprobado por la Comisión Directiva de la URSEA y considerado, contando con la no objeción posterior del BID.

Los recursos del FOMIN y locales comprometidos y pagados para las actividades ejecutadas han sido ligeramente menores de lo estimado en el presupuesto del programa y su Marco Lógico, probablemente debido al cambio en las condiciones económicas entre la etapa de diseño y ejecución.

(d) Evaluar el desempeño de OPP (Dirección del Departamento de Política Económica y de Regulación), en cuanto a su gestión de supervisión y control del cumplimiento de objetivos del Programa; la formulación de planes anuales de actividades; y la ejecución de actividades de administración.

La OPP, a través de su DPER, tuvo un razonable desempeño en cuanto a la gestión de supervisión y control administrativo y de los objetivos del Programa reflejando la dilatada experiencia que tiene en el manejo de proyectos con financiamiento externo.

Hubieron algunas demoras, de algunos meses, aunque no en todos los períodos, en la presentación de los informes de avance semestrales. Siendo mucho mayores los retrasos en la presentación de los informes financieros, conciliación y rendición de los gastos correspondientes al fondo rotatorio, las solicitudes de desembolso y la presentación de un sistema formal de contabilidad y plan de cuentas del programa. También se observó la composición de la contrapartida local, informando los criterios de valuación para los aportes en especie y el monto de los aportes en efectivo.

Es notable observar que para fines del año 2004 (habiendo transcurrido 28 meses -64% período)- la ejecución financiera del programa sólo había sido del 6%. No es una diferencia menor.

A pesar de la flexibilidad mostrada por la Oficina País del BID no se tomó ninguna decisión en cuanto a la reformulación del Programa para adaptarlo a las prioridades y necesidades actuales, posiblemente debido a la transición política y el período preelectoral.

(e) Evaluar los factores externos más importantes que hayan afectado los logros de los resultados previstos en el Programa.

El Programa se vio afectado por diferentes factores:

- Crisis económica y social del 2002
- Crisis energética regional que afectó a todos los países del MERCOSUR e impidió la posibilidad de integrar mercados con Argentina y comercio de energía con Brasil, tanto en electricidad como gas y afectó la posibilidad de desarrollar el mercado eléctrico mayorista.
- El cambio institucional, contemplado como factor de riesgo en el diseño, de la UREE, ente de electricidad a URSEA, ente multisectorial.
- Precariedad institucional del sector público energético y de la aprobación de estructuras y recursos por parte del sector público.
- Referéndum referido a la reforma y transformación de empresas y servicios públicos.
- Proceso electoral y cambio político entre 2004 y 2005, con el congelamiento de vacantes en el estado previsto por la Constitución.
- Prejuicios ideológicos e insuficiente comunicación y difusión acerca del rol de la regulación.
- Insuficiente compromiso político con el Programa.

(f) Identificar las razones principales que hayan afectado la eficiencia en la implementación del Programa.

La eficiencia en la implementación del Programa fue afectada por:

- La designación de una agencia ejecutora (OPP) con competencias administrativas aunque carente de capacidades y compromiso sustantivo.
- La relativa rigidez en la aplicación de los procedimientos de contratación establecidos por el Gobierno durante ese período debido a la implementación de nuevas normas por parte de la Contraloría.
- El impacto que tuvo la ampliación de las competencias de la URSEA y la crisis económica.
- La falta de recursos humanos, materiales y financieros de contraparte que garantice la capacidad de absorción y sostenibilidad. Esta situación se agravó a partir de la aplicación de la norma constitucional de congelamiento de vacantes en 2004 y las lógicas demoras durante la transición de la asunción de las nuevas autoridades.
- Falta de un adecuado mecanismo de difusión y comunicación.

(g) Analizar las eventuales lecciones aprendidas en la implementación del Programa, teniendo en cuenta factores técnicos, institucionales y operacionales, incluidos factores externos, que hayan afectado el diseño, negociación, ejecución, monitoreo y finalización del

Programa. Hará recomendaciones para la mejora del diseño y ejecución de Programas similares a futuro.

Lecciones:

- (a) Asegurar la participación activa y formal de la contraparte ejecutora efectiva en el proceso de diseño y ejecución del Programa.
- (b) Designar una agencia de ejecución con capacidad de gestión, compromiso y empoderamiento suficientes para encarar todo el proceso de elaboración de los TDRs, procedimientos, criterios, negociación, contratación, seguimiento, monitoreo, evaluación e implementación de los componentes y actividades como punto focal y único del programa.
- (c) Asegurar el compromiso de la contraparte de crear y establecer las condiciones institucionales mínimas necesarias para la implementación y sostenibilidad de ambos componentes: de procedimiento y gestión y de estudios y asistencia técnica.
- (d) Introducir la flexibilidad necesaria en el diseño, como para introducir los cambios requeridos para alcanzar los objetivos, resultado, efectos e impacto, previstos en forma explícita y de acuerdo con la lógica del Programa.
- (e) Procurar asegurar la simplificación y flexibilización de los trámites y procedimientos de contratación por parte de la Contraloría, según tamaño y monto de la actividad, de acuerdo con su normativa, asegurando la competencia, transparencia, responsabilidad, eficacia y eficiencia de las contrataciones.
- (f) Determinar la línea de base en el diseño del programa y los indicadores de seguimiento, con la capacidad de aumentar su precisión en el momento de la elaboración del plan de trabajo y POA.
- (g) Identificar beneficiarios directos e indirectos y procurar su participación en la ejecución del programa.
- (h) Establecer un sistema de monitoreo y evaluación simple, efectivo, mediante herramienta informática, que permita anticipar y detectar problemas oportunamente.
- (i) Tener como mínimo reuniones de evaluación semestrales con la agencia ejecutora con presentaciones mediante PPT y documentos de avance.

Recomendaciones:

- (i) Sólo considerar iniciativas que reflejen el empoderamiento, compromiso político y de recursos por parte de la agencia ejecutora y autoridades políticas sectoriales con el programa como condición necesaria para su consideración, presentación y aprobación.
- (ii) Realizar una adecuada caracterización y diagnóstico FODA institucional sectorial como base para el diseño de programas de regulación.
- (iii) A partir de la oferta de apoyo a proyectos regulatorios, responder a los requerimientos de la agencia ejecutora para atender actividades

elegibles en el diseño de programas de acuerdo con las políticas y lineamientos sectoriales establecidos conjuntamente.

- (iii) Analizar y establecer las condiciones de implementación, eficacia y sostenibilidad de las acciones desarrolladas por el programa.
- (iv) Procurar, a partir de la caracterización y diagnóstico sugeridos anteriormente, incrementar la eficiencia empresarial, mediante la desagregación de empresas monopólicas e integradas, en unidades de negocios y gestión; alineación de precios y tarifas a los costos de prestación y expansión del servicio; facilitar la formación e integración de mercados, mediante fijación de peajes de acceso y tarifas de interconexión no discriminatorias y transparentes; promover la participación y representación de usuarios y consumidores –de diversos niveles- en el sector y desarrollar estructuras institucionales efectivas, transparentes, autónomas, sustentables y responsables.
- (v) Aunque el monitoreo y evaluación del programa fue adecuado, en caso de que aun no se haya desarrollado una nueva herramienta corporativa, se sugiere que el mismo podría ser sistematizado mediante herramientas de gestión informáticas acordadas entre el Gobierno y BID. Esto sería con el propósito de disponer de un mecanismo simple, sistemático y oportuno, tanto para los aspectos administrativos como aquellos sustantivos, que permita el análisis y seguimiento permanente del ritmo de ejecución para anticipar y resolver en forma objetiva y eficiente los problemas y la toma de decisiones en general.

Anexo

Antecedentes

Formulación y Ejecución del Programa

Misión Programación FOMIN

Fecha Solicitud del Proyecto: Octubre de 2000

Perfil de la operación: 13 de noviembre de 2000

Presentación Breve: 13 de noviembre de 2000

19 de abril de 2001

Aprobación documento Comité Préstamos: 7 de marzo de 2002

Elegibilidad FOMIN: 21 de marzo 2002

Objetivo: Desregulación y reforma con el propósito de promover la inversión y provisión de servicios públicos que beneficiará a los usuarios mediante una mejor cobertura, calidad y precios más competitivos de los servicios públicos contribuyendo a la competitividad del sector privado.

El proyecto preveía una regulación consistente con el proceso de integración del MERCOSUR, la reforma y separación institucional del sector (planificación, política, control, regulación y prestación) mediante una Unidad Reguladora de Servicios de Interés Público URSIP.

Los componentes previstos fueron:

1. Instrumentación del nuevo marco normativo, y
2. Fortalecimiento de la capacidad institucional: estructura orgánica, procedimientos, presupuesto, capacitación e información, seguimiento y control.

Siendo el plazo estimado de 24 meses y 28 meses para desembolsos.

La propuesta preveía que la unidad ejecutora fuese el ente mismo, aunque transitoriamente podría ser la OPP.

Memorando De Donantes

Fecha VP Ejecutivo: 15 mayo de 2002

Fecha de Preparación: 30 de mayo de 2002

Fecha de Vencimiento: 13 de junio de 2002

Probación y Comité de Donantes: 13 de junio de 2002

El organismo ejecutor previsto era la UREE y el Departamento de Política Económica y Regulación de la OPP

El Monto Previsto por el FOMIN fue de: US\$ 371.000

Aporte Local: US\$ 159.000

Total US\$ 530.000

Período de Ejecución 24 meses: 11 de julio de 2004

Período de Desembolso 28 meses: 11 de noviembre de 2004

Objetivo de Desarrollo:

Contribuir a la consolidación del proceso de reforma del sector eléctrico y a generar ganancias de eficiencia en la provisión del servicio, que repercutan en la competitividad de la economía y el bienestar de los consumidores.

Objetivos específicos (metas):

- (a) Consolidar la transparencia, predictibilidad y eficiencia de la acción reguladora mediante la instalación en la UREE de un conjunto de procedimientos internos basados en un sistema de gestión de calidad, que sistematice su accionar; y
- (b) completar la implantación del marco regulatorio del sector eléctrico mediante el cálculo del costo de falla del sistema.

Componentes:

- (i) Implantación de procedimientos internos en la UREE; y
- (ii) Determinación del costo de falla del sistema.

El primer componente preveía: atención de reclamos de clientes, control de calidad de servicios, determinación de ajustes de tarifas, licitaciones de contratos de compra de energía, procedimientos de defensa de la competencia y medio ambiente. Asimismo, cambios de procedimientos, equipamiento informático e implementación de nuevos procedimientos.

El segundo: metodología de cálculo, diseño de encuestas, diseño de formularios, trabajo de campo, procesamiento y determinación de los valores de costo de falla por energía no suministrada.

Los riesgos contemplados fueron que la UREE pasase a convertirse en un ente multisectorial.

Responsabilidades

OPP: supervisión, control, revisar y aprobar plan anual de actividades y presupuesto, asignar recursos financieros y ejecutar las actividades de administración del programa.

UREE: proponer plan anual de actividades, elaboración de pliegos de licitación, elaboración de TDRs, selección de consultores, supervisión técnica y aprobación de informes.

Informes de Progreso

Requisitos Formales del Programa

Fecha Aprobación: 13 de junio de 2002

Fecha Firma: 11 de julio de 2002

Fecha de Efectividad: 11 de julio de 2002

Fecha de Elegibilidad: 13 de diciembre de 2002

Fecha Ultimo Desembolso: 11 de febrero de 2005-12-29

Fecha Ultimo Desembolso Previsto: 11 de febrero de 2002

Fondo Rotatorio: 15%

Designación Coordinador del Proyecto: Resolución OPP 9 de junio 2002

Apertura Cuenta Especial del BC comunicado al BID 6 de septiembre 2002

Cronograma de Utilización del Aporte enviado al BID 25 de noviembre de 2002

Solicitud del primer desembolso 9 de diciembre de 2002

Designación de representantes del organismo ejecutor y firmas registradas 27 de diciembre de 2002

Prórroga

Prórroga Plazo de Ejecución 12 meses: 11 de julio de 2005

Prórroga Período de Desembolso

12 meses:

11 de noviembre de 2005

Ejecución del Programa

Componente 1:

Implantación de Procedimientos Internos de la URSEA

Consultoría para el desarrollo e instalación del Expediente Electrónico en la URSEA:

6 de septiembre de 2002. Recepción de antecedentes y propuesta de trabajo 4 firmas

6-17 septiembre de 2002. Análisis de antecedentes y precalificación y priorización de empresas.

18 de septiembre 2002. Aprobación Informe Directorio UREE

19 de septiembre 2002. Apertura oferta Económica firma mejor calificada

23 de octubre de 2002. Notificación Informe Comisión de Evaluación a las firmas interesadas.

25 de octubre de 2002. Planteo de una firma no seleccionada

26 de noviembre de 2002. Manifestación de conformidad de la firma en cuestión

29 de noviembre de 2002. No objeción del BID para contratación de firma ISA Ltda.

13 de diciembre de 2002. Suspensión de la contratación a la espera de la implementación de la URSEA

6 de enero de 2003. Definición de los aspectos básicos de la organización de la URSEA y acuerdo preliminar sobre la forma de trabajo con la firma seleccionada. Elaboración de Contrato analizado por la Comisión Directora de la URSEA.

16 de mayo de 2003. Resolución de la Comisión Directora de la URSEA para adjudicar a la firma ISA.

8 de agosto de 2003. Trámite de contrato terminado e inicio de ejecución del mismo.

29 de septiembre de 2003. Ejecución, instalación y prueba del Expediente Electrónico. Instalación del sistema, prueba y funcionamiento normal

Consultoría para la Implantación de los Procedimientos Internos de la URSEA en el Marco de las Normas de Gestión de Calidad GC ISO 9000 Versión 2000

17 de junio de 2003. No objeción por parte del BID a la propuesta del Pliego PLI de precalificación para las firmas que integrarán la lista corta.

25 de agosto de 2003. Publicación en el Development Business de UN y periódicos nacionales de la Convocatoria Manifestación de Interés mediante LPI N° 2/003.

9 de septiembre de 2003. Entrega de bases y posterior apertura de sobres el 10 de octubre de 2003.

7 de enero de 2004. El BID da la no objeción a la precalificación de 11 participantes, de los cuales quedó una lista corta de 6.

8 de marzo de 2004. Apertura de las propuestas técnicas de las 6 firmas que se presentaron.

4 de junio de 2004. Nota de protesta S/N por parte de Norcontrol SA.

10 de agosto de 2004. La OPP desestima, mediante informe N° 50-004 las observaciones y solicitud de corregir los puntajes de Norcontrol SA.

23 de agosto de 2004. Nota S/N de Norcontrol solicitando reconsideración del dictamen.

26 de agosto de 2004. URSEA mediante informe N° 74-2004 recomendó declarar extemporáneo el recurso de reconsideración, no dar lugar al proceso de revocación y concluyó que los recursos no tienen efecto suspensivo.

27 de agosto de 2004 Evacuación por escrito, por parte de la Comisión Directora de la URSEA, de las observaciones presentadas por la consultora Norcontrol SA al Informe de Evaluación del 21 de mayo de 2004

6 de septiembre de 2004. El ejecutor OPP comunicó por primera vez al BID el estado de la licitación, solicitando el Banco aclaraciones que fueron recibidas por el mismo el 8 de noviembre de 2004.

15 de octubre de 2004 Pedido de información adicional por parte del BID a la URSEA.

8 de noviembre de 2004 Envío, por parte de la URSEA, de la información solicitada por el BID.

19 de noviembre de 2004. Memorando de la Representación, relacionado con la impugnación presentada por la firma Norcontrol SA por su desacuerdo con la calificación técnica otorgada al LATU, cuyo costo estimado es de US\$ 292.000,

mediante el cual se le comunica a la URSEA que será pasado al Comité de Adquisiciones para su evaluación y resolución.

4 de enero de 2005. Objeción por parte del BID, del puntaje asignado al participante seleccionado, LATU, por parte de la Comisión Evaluadora mediante nota enviada a la URSEA y OPP. En la misma se sugiere revisar el proceso de calificación de la propuesta técnica de LATU, aplicando en forma estricta los procedimientos establecidos en el documento de licitación, para la no objeción del BID.

3 de mayo de 2005. El BID solicita a la OPP resuelva la situación de la licitación ya que las decisiones del Comité de Adquisiciones son inapelables y definitivas.

17 de mayo de 2005. Reunión del BID con la URSEA para sugerir anular el proceso licitatorio y no ejecutar el estudio.

Consultoría para Gestión Documental

Durante el año 2005. Se solicitaron ofertas técnicas y presupuesto para la contratación de un Consultor para la Gestión Documental de la URSEA que se dejó sin efecto luego de la Misión de Administración mediante la cual se acordó con el Gobierno no prorrogar el proyecto y cancelar el saldo no comprometido.

IX Reunión Anual de la Asociación de Reguladores Iberoamericanos de Electricidad ARIAE

6 al 8 de abril de 2005. Evento realizado en Punta del Este. Evento y participación de un expositor internacional financiados por el Programa.

Componente 2:

Estudio del Costo de Falla (Costo de Energía No Suministrada):

Diciembre de 2002. Elaboración de pliego de precalificación con el apoyo del experto en compras y adquisiciones, Rubén Perelis, de la oficina del BID de Montevideo.

14 al 16 enero de 2003. Publicación en el Development Business y tres diarios nacionales invitando a expresiones de interés para el estudio. También se publicó en la WEB de la UREE.

17 de febrero de 2003. Apertura de sobres con 10 expresiones de interés.

16 de mayo de 2003. La Comisión Directora de la URSEA mediante Resolución N° 4/2003 y en base al informe de la Comisión Evaluadora selecciona las firmas que integran la lista corta formada por 6 firmas.

17 de junio de 2003. No objeción del BID a la lista corta.

10 de julio de 2003. No objeción del BID a las bases para la calificación.

14 de julio de 2003. Invitaciones para participar en el proceso de calificación.

14 de octubre de 2003. Recepción de propuestas por parte de 4 de las firmas calificadas.

23 de enero de 2004. Selección de la firma adjudicataria, Acta de Negociación y borrador de contrato.

28 de julio de 2004. Aprobación del Primer Informe de Avance, por parte de la URSEA y cancelación de la factura correspondiente.

24 de septiembre de 2004. Aprobación del Segundo Informe de Avance por parte de la URSEA y cancelación de factura.

6 de octubre de 2005. Aprobación del Informe Final por Acta del Directorio de la URSEA, luego de consultas con todos los agentes del sector, del "Estudio del Costo de Energía No Suministrada en el Sector Eléctrico de Uruguay (Costo de Falla), elaborado por la Consultora Colombiana.

25 de octubre de 2005. Aprobación del Informe Final por parte del BID por no tener observaciones que hacer al mismo.

Organización del Seminario de la Reunión Anual de ARIAE

Sector Eléctrico

Marco Legal y Normativo

El marco legal del sector eléctrico del Uruguay está principalmente conformado por el Decreto-Ley Nº 14.694 de 1º de septiembre de 1977: Ley Nacional de Electricidad y el Decreto –Ley Nº 15.031 de 4 de julio de 1980: Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas –UTE-, con las modificaciones introducidas por la Ley Nº 16.211 de 1º de octubre de 1991: Ley de Empresas Públicas y la Ley 16.832: Marco Regulatorio del Sector Eléctrico que plantea la nueva institucionalidad para la actividad mediante la creación de la persona pública no estatal Administradora del Mercado Eléctrico –ADME- y de la Unidad Ejecutora a cargo de la regulación, introduciendo nuevos principios rectores para el sector.

Esta "Ley Marco" consagra los aspectos institucionales y principios de funcionamiento del sector pertenecientes al ámbito de reserva de la Ley, dejando su desarrollo a la reglamentación de la misma.

De acuerdo con lo dispuesto en el proyecto de reformulación de la estructura organizativa de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería MIEM, aprobado por Decreto N° 190/997 del 4 de junio de 1997, compete a esta dirección el diseño y control de la política sectorial y participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas.

Por otra parte, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3° de la Ley N° 16.832, antes mencionada y en el proyecto de formulación de la estructura organizativa de la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica –UREE-, aprobada según Decreto N° 224/001 de 15 de junio de 2001 de Objetivos y Competencias y el Decreto N° 67/000 de 18 de febrero de 2000 de Estructura Orgánica Funcional de la UREE, compete a dicha Unidad Reguladora Asesorar al Poder Ejecutivo –PE- y cumplir con las funciones que le encomiende.

Durante ese período se aprueban y promulgan entre otros:

- Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional según Decreto N° 276/002 del 28 de junio de 2002 publicado por el Diario Oficial DO de julio 30 de 2002.
- Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica según Decreto N° 278/002 del 28 de junio de 2002 publicado por el Diario Oficial DO de julio 30 de 2002.
- Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica según Decreto N° 277/002 del 28 de junio de 2002 publicado por el Diario Oficial DO de julio 30 de 2002.
- Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica según Decreto N° 360/002 del 17 de septiembre de 2002.
- Reglamento de Seguridad de Equipamiento de Baja Tensión según Resolución S/N publicado por el Diario Oficial DO de 21 de octubre de 2002.

Mediante Ley N° 17.598 publicado en el DO del 24 de diciembre de 2002 se crea la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua –URSEA- cuyas competencias abarcan, además de lo dispuesto por la Ley 16.832 de 1997, gas, petróleo, combustibles y derivados, agua y saneamiento, es decir un ente multisectorial.

En esta nueva etapa se aprueban entre otros, y para el sector eléctrico, las siguientes normas:

- Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución según Resolución N° 29/003 del 24 de diciembre de 2003.
- Reglamento del Sistema de Medición Comercial SMEC Diario Oficial DO de septiembre 29 de 2002.

- Valor Transitorio para el valor Agregado de Distribución Estándar (VADE) y Valor Transitorio de las Tasas de Conexión Decreto 126/004 del 14 de abril de 2004.

Marco Institucional, Actores y Capacidad Institucional

Planificación, Política, Presupuesto y Control

DNE del MIEM

La planificación, la política y control del sector son competencia de la DNE del MIEM. La misma está conformada por un director, algunos asesores y técnicos contratados y la mayor parte en comisión de UTE.

OPP

A su vez la OPP tiene un área de Política Económica y Regulatoria y de Empresas Públicas con competencia sectorial en lo referente a la política tarifaria y el presupuesto sectorial.

La fijación de tarifas se hace fundamentalmente en base a consideraciones macroeconómicas, especialmente fiscales y de precios, y políticas con escasa atención a la alineación de precios y tarifas con los costos.

Ministerio de Economía y Finanzas

El Ministerio de Economía tiene a nivel de la Asesoría Macroeconómica una unidad o grupo de seguimiento a empresas públicas que entiende también en la política sectorial.

Regulación

URSEA

La URSEA funciona en el ámbito de la Comisión de Planeamiento y Presupuesto de la OPP.

Las principales responsabilidades de la URSEA son: controlar el cumplimiento de la ley y su reglamentación; dictar reglamentos de seguridad y calidad de servicios prestados, dictar normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de consumos y control y uso de medidores, interruptores y reconexión de suministros; asesorar al PE en materia de otorgamiento de concesiones, permisos, autorizaciones relativas al sector así como seguimiento de convenios entre agentes y fijación de tarifas de venta de energía a terceros por parte de suministradores de servicio público de electricidad; constituir Tribunal Arbitral para dirimir conflictos entre agentes; y cumplir con las funciones que le encomiende el PE.

Las actividades regulatorias observarán los siguientes objetivos: extensión y universalización de servicios; fomento del nivel óptimo de inversión; la protección del medio ambiente; la seguridad en el suministro; la adecuada protección de los derechos de usuarios y consumidores; la promoción de la libre competencia en la prestación, sin perjuicio de los monopolios y exclusividades legalmente dispuestos; la prestación igualitaria, con regularidad, continuidad y calidad de los servicios; la libre elección de los usuarios entre los diversos prestadores, en base a información clara y veraz; la aplicación de tarifas que reflejen los costos económicos en cuanto correspondiere.

La URSEA estará dirigida por una Comisión integrada por tres miembros (Directores) designados por el Presidente en Consejo de Ministros, basado en sus antecedentes, independencia, objetividad e imparcialidad. Durarán seis años en el cargo, pudiendo ser designados nuevamente. Podrán ser cesados en el cargo por el Presidente de la República actuando en Consejo de Ministros mediante resolución fundada. El presidente de la URSEA representará al órgano.

Desde su creación, a pesar de haber previsto un plantel de 60 funcionarios para el sector eléctrico y alrededor de 100 para todos los sectores (multisectorial), sólo fueron financiados, con cargo al presupuesto los directores, mientras que el resto del personal, que en el máximo llegó 23 incluyendo los directores, siendo actualmente unos 15, fue conformado por expertos contratados a través de un proyecto del Programa de la Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD con recursos provenientes de la Tasa de Control del Marco Regulatorio de Energía y Agua que no podrá superar el 2 o/oo (dos por mil) del total de ingresos brutos de la actividad sujeta a control y personal en comisión de la empresa UTE.

Las actividades de transmisión, transformación y distribución de energía eléctrica tendrán carácter de servicio público en cuanto se destinen total o parcialmente a terceros en forma regular y permanente. Se entiende que la transmisión, distribución y transformación correspondiente, se destinan a terceros cuando la energía eléctrica que es objeto de la misma se enajena o el servicio respectivo se presta a terceros.

Las actividades de generación, importación, exportación y comercialización de energía eléctrica, las cuales no constituyen servicio público, se regirán por las disposiciones respectivas del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica MMEE.

Las actividades de la industria eléctrica que constituyen servicio público pueden ser cumplidas por UTE o en régimen de competencia.

Agentes de Mercado

Mercado Mayorista Eléctrico

ADME

La ADME operará el Despacho Nacional de Carga DNC y conformará un mercado mayorista integrado por generación y consumo y está integrada por un directorio integrado por cinco miembros.

Industria Eléctrica

UTE y CTM

La UTE es una empresa monopólica, verticalmente integrada a cargo de las funciones de generación (1.161 MW de potencia instalada y carga máxima 1.449 MW), transformación, transmisión (4.373 km) y distribución (64.428 km) que presta servicio a 1.200.000 usuarios residenciales, comerciales e industriales, consumiendo estos últimos el 20 % de la energía generada.

La Comisión Técnica Mixta de Salto Grande provee aproximadamente el 34% de la energía entregada al sistema con lo cual aproximadamente el 58% del balance energético es hidráulico, siendo el resto de vapor, turbo gas , diesel y compras de energía a Brasil y Argentina (29%).

El crecimiento de la demanda de energía es de alrededor del 3-3,5% anual, lo cual hace que su provisión no constituya una restricción fuerte para el desarrollo. La calidad del servicio eléctrico es satisfactorio para Montevideo y el área metropolitana, habiendo mejorado significativamente durante la década de los '90s. Mientras que la calidad del servicio es menor en el interior y zonas rurales. El nivel tarifario es relativamente alto para todos los tipos y estratos de usuarios. Se estima que hay márgenes de mejora de eficiencia significativos, del orden del 20%, en distribución y también en generación.

El Artículo 15 de la Ley Nº 16.832 prevé que el PE podrá fijar tarifas máximas para cada tipo de actividad de la industria eléctrica y podrá requerir a las empresas que realicen más de una actividad (UTE) que presenten resultados económicos de gestión separados de las actividades de generación, transmisión y distribución, según las normas que se establezcan al efecto (previsto Decreto Nº 276/002 Reglamento General Marco Regulatorio). Todo ello apunta a promover una gestión razonable y eficiente por parte de la empresa.

Grandes Consumidores

Los Grandes Consumidores o clientes libres son aquellos que consumen más de 250 KW, anteriormente 1 MW.

Referencias

- Análisis de las Observaciones de la Empresa UTE y de la Delegación de la CTM de Salto Grande. Montevideo, abril 2002
- Convenio de Préstamo entre la República Oriental de Uruguay y el BID-Fomin. 11 de julio de 2002
- Estudio de Estimación del Costo de Energía No Suministrada en el Sector Eléctrico en Uruguay. Informe Final. Consultoría Colombiana SA Ing Consultores. Montevideo, abril 2005
- Informe Anual UTE, Montevideo 2004.
- Memorando, Comité de Programación del BID, abril de 2001
- Memorando Comité de Donantes del BID, mayo de 2002.
- Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional según Decreto N° 276/002 del 28 de junio de 2002 publicado por el Diario Oficial DO de julio 30 de 2002.
- Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica según Decreto N° 278/002 del 28 de junio de 2002 publicado por el Diario Oficial DO de julio 30 de 2002.
- Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica según Decreto N° 277/002 del 28 de junio de 2002 publicado por el Diario Oficial DO de julio 30 de 2002.
- Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica según Decreto N° 360/002 del 17 de septiembre de 2002.
- Reglamento de Seguridad de Equipamiento de Baja Tensión según Resolución S/N publicado por el Diario Oficial DO de 21 de octubre de 2002.
- Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución según Resolución N° 29/003 del 24 de diciembre de 2003.
- Reglamento del Sistema de Medición Comercial SMEC Diario Oficial DO de septiembre 29 de 2002.
- Valor Transitorio para el valor Agregado de Distribución Estándar (VADE) y Valor Transitorio de las Tasas de Conexión Decreto 126/004 del 14 de abril de 2004.
- Decreto-Ley N° 14.694 de 1° de septiembre de 1977: Ley Nacional de Electricidad
- Decreto –Ley N° 15.031 de 4 de julio de 1980: Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas –UTE-
- Ley N° 16.211 de 1° de octubre de 1991: Ley de Empresas Públicas
- Ley 16.832: Marco Regulatorio del Sector Eléctrico
- Ley N° 17.598 publicado en el DO del 24 de diciembre de 2002 se crea la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua –URSEA-

Entrevistas

- Representación del BID:
 - Sr. Juan José Taccone, Representante
 - Sr. César Milliams, Subrepresentante
 - Sr. Jorge Bianco, Especialista Sectorial
 - Srta. Mariana Wettstein, Oficial FOMIN
- Sr. Carlos Federico Basanes, Funcionario BID Washington DC (teléfono)
- Sr. Jorge García, Consultor, previo especialista sectorial BID
- Sr. Philippe Durand, sectorialista BM Argentina
- Esc. Lucía Camejo. Directora Dpto. Política Económica y Regulación OPP
- Ec. Carlos Costa, ex Presidente URSEA
- Dra Cristina Vázquez y Ester Yañes, Presidenta y Directora, respectivamente de la URSEA
- Cra Carmen Villasante y Rosana Gaudioso Dirección Nacional de Energía
- Ec. Oscar Pessano, ex Director URSEA, actualmente miembro de la Asesoría Macroeconómica Ministerio de Economía y Finanzas
- Ing Jorge Vidart, Presidente ADME
- Ing. Julia Antmann, ex Gerente General URSEA.
- Ing Beno Ruchansky, ex Gerente Regulación URSEA y actualmente Presidente UTE