



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

**Informe de Justificación
de la
Carta de Entendimiento
UNIREN – EDELAP S.A.
del 12/11/04**

EQUIPO TECNICO DE ENERGÍA - UNIREN

Noviembre 2004



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

INDICE

1. ANTECEDENTES	2
1.1. MARCO LEGAL	3
1.2. LA UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN DE CONTRATOS. FUNCIONES	6
1.3. DE LAS ETAPAS DEL PROCESO DE RENEGOCIACIÓN	9
1.4. PAUTAS, AGENDA TENTATIVA DE RENEGOCIACIÓN Y CRONOGRAMA	12
1.5. REUNIONES CON LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS	12
1.6. REUNIONES CON ORGANIZACIONES DE USUARIOS	15
1.7. PEDIDOS DE INFORMACIÓN AL ENRE	15
1.8. INFORME DE CUMPLIMIENTO DE CONTRATOS	16
1.9. DEMANDA JUDICIAL ANTE EL CIADI	17
2. DE LOS CRITERIOS TOMADOS EN CUENTA PARA ELABORAR LA CARTA DE ENTENDIMIENTO	20
2.1. CONDICIONES PARA LA RENEGOCIACIÓN	20
2.2. CRITERIOS REFERIDOS AL CONTRATO DE CONCESIÓN Y EL INFORME DE CUMPLIMIENTO DEL CONTRATO	22
2.3. CRITERIOS DEL ARTÍCULO 9° DE LA LEY N° 25.561	25
3. FICHA TECNICA DE EDELAP S.A.	28
4. FUNDAMENTOS TECNICO – ECONOMICOS SOBRE LA PROPUESTA A EDELAP	31
4.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA	31
4.2 PROYECCIONES DE INGRESOS Y COSTOS	34
4.3 COMENTARIOS FINALES	55
5. EXPLICACION DEL CONTENIDO DE LA CARTA DE ENTENDIMIENTO	57

ANEXOS

- I. Proyecto de Carta de Entendimiento UNIREN – EDELAP
- II. Contrato de Concesión de EDELAP S.A. del 28/09/92
- III. Notas UNIREN N° 242 y 243 del 21/11/03
- IV. Pautas de Renegociación, Agenda Tentativa y Cronograma de Renegociación
- V. Informe de Cumplimiento de Contratos
- VI. Estudios relativos a la Base de Capital y la Tasa de Rentabilidad
- VII. Multas adeudadas



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

1. ANTECEDENTES

La Carta de Entendimiento es el resultado de la negociación desarrollada con las empresas concesionarias de transporte y distribución de electricidad en el ámbito de la Ley N° 25.561 a fin de establecer los términos y condiciones, que una vez cumplida la audiencia pública y los demás procedimientos previstos en las normas vigentes, regirán el Acta Acuerdo de Renegociación Integral del Contrato de Concesión. (Anexo I)

Es importante destacar que su contenido, desde la perspectiva del Estado Nacional, se sustenta en el análisis fáctico y jurídico que resultó del trabajo desarrollado por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) con el apoyo técnico de la Secretaría de Energía y el ENRE.

Los contratos de concesión a ser renegociados en virtud de lo establecido en el Artículo 9° de la Ley N° 25.561 corresponden a las siguientes empresas, y a los respectivos expedientes:

1- Empresas de Transporte de Electricidad:

- TRANSENER S.A.	CUDAP EXP-S01: 0254919/2002
- TRANSBA S.A.	CUDAP EXP-S01: 0255585/2002
- TRANSPA S.A.	CUDAP EXP-S01: 0256022/2002
- TRANSNEA S.A.	CUDAP EXP-S01: 0256007/2002
- TRANSNOA S.A.	CUDAP EXP-S01: 0255773/2002
- DISTROCUYO S.A.	CUDAP EXP-S01: 0256040/2002
- TRANSCOMAHUE S.A.	CUDAP EXP-S01: 0256002/2002
- EPEN	CUDAP EXP-S01: 0256002/2002

2- Empresas de Distribución de Electricidad:

- EDENOR S.A.	CUDAP EXP-S01: 0253978/2002
- EDESUR S.A.	CUDAP EXP-S01: 0254959/2002
- EDELAP S.A. ¹	CUDAP EXP-S01: 0254003/2002

¹ Se adjunta copia del Contrato de Concesión de EDELAP S.A. como Anexo II.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

1.1. Marco Legal

La Ley N° 25.561 declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando al PODER EJECUTIVO NACIONAL hasta el 10 de diciembre de 2003, las facultades para dictar las medidas orientadas a conjurar dicha situación.

El Artículo 8° de la ley dejó sin efecto, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier mecanismo indexatorio, disponiendo también que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas quedaran establecidas a la relación de cambio UN peso (\$ 1.-) = UN dólar estadounidense (u\$s 1.-).

El Artículo 9° de dicha ley autorizó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos comprendidos en las disposiciones del Artículo 8° de la citada norma, entre ellos los de obras y servicios públicos.

Dicha norma ordena que en el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración criterios que meritúen el impacto de las tarifas en la economía y en la distribución de los ingresos; la calidad de los servicios y los planes de inversión cuando ellos estuvieren previstos contractualmente; el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

Asimismo, en el Artículo 10 de la norma referenciada se establece que en ningún caso las disposiciones contenidas en la ley que declara la emergencia autorizarán a las empresas contratistas o prestadoras de servicios públicos a suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones en relación con la prestación del servicio que el Estado Argentino les ha concesionado o licenciado.

Con posterioridad y en virtud de las potestades delegadas que se mencionan anteriormente, el PODER EJECUTIVO NACIONAL ha dispuesto un conjunto de normas y reglamentos para llevar a cabo el proceso de renegociación de los contratos de concesión y licencia de los servicios públicos.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

En tal sentido, por el Decreto N° 293/02 se encomendó al ex MINISTERIO DE ECONOMIA el desarrollo del proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos, creando la COMISIÓN DE RENEGOCIACIÓN DE CONTRATOS DE OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, con la misión de asesorar y asistir a esa Cartera Ministerial en dicha tarea.

Con tal objeto la referida norma estableció el conjunto de los distintos sectores de servicios públicos involucrados en el proceso de renegociación a cargo del entonces MINISTERIO DE ECONOMIA.

Asimismo, por el Decreto N° 370/02 se estableció la conformación e integración de la COMISION DE RENEGOCIACION DE CONTRATOS DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS en el ámbito del citado Ministerio.

Por el Decreto N° 1.090/02 fueron dispuestas las condiciones a ser observadas durante el transcurso del proceso de renegociación.

En virtud del cumplimiento de las condiciones, el MINISTERIO DE ECONOMIA dictó las Resoluciones N° 20/02, 38/02, 53/02, 308/02, 487/02, 576/02, 62/03 y 180/03 con el objeto de reglamentar los procedimientos e instancias para el desarrollo del proceso de renegociación.

Durante el transcurso de dicho proceso de renegociación, de innegable complejidad, en especial por las particulares y graves condiciones que vivió el país, incidieron distintos factores y circunstancias que imposibilitaron concluir la renegociación en los tiempos inicialmente fijados por el Decreto N° 293/02. De modo que por el Decreto N° 1.839/02 y por la Resolución del ex MINISTERIO DE ECONOMIA N° 62/03 se estableció su ampliación.

Posteriormente, con motivo de la asunción de la nueva gestión de gobierno, por el Decreto N° 1.283/03 se dispuso sustituir la denominación del MINISTERIO DE ECONOMIA por la de MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y, asimismo, sustituir la denominación del MINISTERIO DE LA PRODUCCION por la de MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Conforme a las disposiciones contenidas en la precitada norma, las cuestiones atinentes a la situación de los diversos servicios públicos concesionados, así como la renegociación de los contratos de obras y servicios públicos resultan materias inherentes a ambas Carteras Ministeriales, correspondiendo, en consecuencia, que las decisiones a adoptarse respecto a la situación y evolución de los servicios públicos correspondientes a la jurisdicción nacional, resulten adecuadas a las competencias atribuidas a ambos Ministerios.

A mérito de ello, por el Decreto N° 311/03 se dispuso la creación de una UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (UNIREN) presidida por los señores Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, estableciendo de esta forma, un esquema de gestión institucional que posibilite la adopción de decisiones conjuntas por parte de ambos Ministerios en materia de servicios públicos.

A tales efectos, el Decreto N° 311/03 establece que la UNIREN tendrá a su cargo proseguir con el proceso de renegociación que se llevara a cabo en el ámbito de la ex – COMISION DE RENEGOCIACION DE CONTRATOS DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, creada por el Decreto N° 293/02.

Por Ley N° 25.790 el Congreso Nacional dispone extender hasta el 31 de diciembre de 2004 el plazo para llevar a cabo la renegociación de los contratos de obras y servicios públicos dispuesto por el Artículo 9° de la Ley N° 25.561.

Asimismo, y a fin de obtener el objetivo propuesto de adecuar los contratos de concesión, la norma establece que las decisiones que adopte el Poder Ejecutivo Nacional en el desarrollo del proceso de renegociación no se hallarán limitadas o condicionadas por las estipulaciones contenidas en los marcos regulatorios que rigen los contratos de concesión o licencia de los respectivos servicios públicos.

En el mismo sentido se dispone que las facultades de los entes reguladores en materia de revisiones contractuales, ajustes y adecuaciones tarifarias previstas en los marcos regulatorios respectivos, podrán ejercerse en tanto resulten compatibles con el desarrollo del proceso de renegociación que lleve a cabo el Poder Ejecutivo Nacional en virtud de lo dispuesto por el Artículo 9° de la Ley N° 25.561.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Complementariamente, respecto de la naturaleza y alcance de los acuerdos de renegociación, la norma dispone que podrán abarcar aspectos parciales de los contratos de concesión, contemplar fórmulas de adecuación contractual o enmiendas transitorias del contrato, incluir la posibilidad de revisiones periódicas pautadas así como establecer la adecuación de los parámetros de calidad de los servicios.

En caso de enmiendas transitorias, las mismas deberán ser tenidas en consideración dentro de los términos de los acuerdos definitivos a que se arribe con las empresas concesionarias.

Por último, en materia del procedimiento de aprobación de los acuerdos se establece que el Poder Ejecutivo Nacional remitirá las propuestas de los acuerdos de renegociación al Honorable Congreso de la Nación, en cumplimiento de la intervención de la Comisión Bicameral de Seguimiento prevista por el Artículo 20 de la Ley N° 25.561. El Congreso de la Nación deberá expedirse dentro del plazo de SESENTA (60) días corridos de recepcionada la propuesta entendiéndose que una vez cumplido dicho plazo sin que se haya expedido, se tendrá por aprobada la misma. En el supuesto de rechazo de la propuesta, el Poder Ejecutivo Nacional deberá reanudar el proceso de renegociación del contrato respectivo.

1.2. La Unidad de Renegociación de Contratos. Funciones

Tal como se menciona anteriormente, el Decreto N° 311/03 dispuso la creación de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS, previendo que la misma será la continuadora del proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos, desarrollado a través de la ex - COMISION DE RENEGOCIACION DE CONTRATOS DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, prosiguiendo los trámites que se hallaren en curso en el ámbito de la mencionada Comisión.

De acuerdo con dicha potestad otorgada, el Decreto establece que corresponden a la Unidad las siguientes funciones:

- a) Llevar a cabo el proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos dispuesta por la Ley N° 25.561, efectuando los correspondientes análisis de situación y grado de cumplimiento alcanzado por los respectivos contratos de concesión y licencia.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- b) Suscribir los acuerdos integrales o parciales de renegociación contractual con las empresas concesionarias y licenciatarias de servicios públicos, ad referendum del Poder Ejecutivo Nacional.
- c) Elevar los proyectos normativos concernientes a posibles adecuaciones transitorias de precios, tarifas y/o segmentación de las mismas; o cláusulas contractuales relativas a los servicios públicos bajo concesión o licencias.
- d) Elaborar un Proyecto de Marco Regulatorio General para los Servicios Públicos correspondientes a la jurisdicción nacional; que contemple las condiciones básicas genéricas para todos los sectores.
- e) Efectuar todas aquellas recomendaciones vinculadas a los contratos de obras y servicios públicos y al funcionamiento de los respectivos servicios.

El Decreto N° 311/03 también prevé la implementación de mecanismos que permitan la adecuada información a usuarios y consumidores de bienes y servicios, tales como audiencias públicas y consultas públicas a las asociaciones del sector, recabando de ellas mejoras que puedan incluirse en los respectivos acuerdos, previendo que *“Articulados los mecanismos de audiencia pública y de consultas públicas que posibiliten la participación ciudadana, los acuerdos se girarán a dictamen del Procurador del Tesoro de la Nación, previo a su firma por los Ministros”*.

1.2.1. El Secretario Ejecutivo. Procedimientos

Respecto de la organización de la UNIREN, el Decreto establece que los señores Ministros de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, designarán a sus respectivos alternos que los reemplazarán en el caso de producirse su ausencia o impedimento temporal y que a través del dictado de resoluciones conjuntas dispondrán:

- a) La designación de un Secretario Ejecutivo de la Unidad, estableciendo la delegación de facultades y funciones que desempeñará.
- b) Las normas complementarias, reglamentarias e interpretativas del presente decreto, posibilitando el desarrollo de los procedimientos que correspondan articularse en orden a las funciones encomendadas a la Unidad.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- c) Los regímenes de audiencia pública, de consulta pública y participación ciudadana que resulten pertinentes y apropiados en relación a los distintos procedimientos y a los respectivos contratos o licencias de servicios públicos involucrados.
- d) Las modalidades organizativas y operativas necesarias para posibilitar el adecuado funcionamiento de la Unidad.

Asimismo, la norma fija las funciones del Secretario Ejecutivo, disponiendo que través de este la UNIREN podrá requerir la colaboración de los organismos centralizados y descentralizados dependientes del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Respecto de las funciones de los Organismos de Regulación y Control de los distintos servicios públicos en el marco de la renegociación de los contratos se prevé que los mismos realizarán los trabajos técnicos necesarios a partir de las instrucciones precisas que le imparta la Unidad a través del Secretario Ejecutivo, quien además ordenará supervisar su desarrollo; el resultado del trabajo técnico encomendado, una vez finalizado será puesto a consideración de la Unidad para su aprobación y uso en el progreso de la renegociación de los contratos. Adicionalmente, los Organismos de Regulación y Control deberán suministrar la documentación e información que le sean requeridas.

1.2.2. Características de los Acuerdos

Respecto del alcance y naturaleza de los acuerdos de renegociación contractual a suscribirse con las empresas concesionarias, la norma mencionada dispone que:

1. Los acuerdos podrán abarcar aspectos parciales de los contratos de concesión o licencias; contemplar fórmulas de adecuación contractual o enmiendas del contrato de carácter transitorio; incluir revisiones periódicas pautadas; así como establecer la adecuación de los parámetros de calidad de los servicios.
2. La suscripción de los acuerdos deberá hallarse precedida por el desarrollo de una instancia de consulta pública que posibilite la participación de los usuarios en el proceso decisorio, correspondiendo a la UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS determinar los procedimientos y mecanismos que resulten adecuados para implementar dicha consulta pública.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

3. Los acuerdos de renegociación, una vez producido el dictamen del Señor Procurador del Tesoro, serán suscriptos en forma conjunta por el MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION y el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y ad referendum del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

1.2.3. Carta de Entendimiento - Acta Acuerdo Integral

La Carta de Entendimiento constituye el primer documento a formular por la UNIREN para establecer los términos y condiciones que regirán el acuerdo de renegociación integral con las Empresas (Acta Acuerdo), una vez cumplidos los mecanismos de audiencia pública y los demás procedimientos previstos en la normativa vigente.

La Carta de Entendimiento tiene distintas instancias de revisión y control, previo a su aprobación, como también la consiguiente Acta Acuerdo. Luego tendrá su comprensiva aplicación e interpretación.

Ello involucra un conjunto de instancias, procedimientos y actores. Es decir que este documento no resulta sólo pertinente a la UNIREN y a la Empresa.

Por tal motivo se han extremado los recaudos para su formulación y redacción, ya que las limitaciones o deficiencias que pueda adolecer el documento pueden obstaculizar el avance del procedimiento de aprobación del acuerdo

No resulta necesario que la Carta incluya aspectos muy particulares o detallados, que si bien pueden estar previamente acordados con las Empresas, no resultan relevantes para la exposición pública del acuerdo de los términos básicos requeridos para la adecuación del contrato de concesión.

1.3. De las Etapas del Proceso de Renegociación

La Resolución Conjunta N° 188/03 y 44/03 de los Ministerios de Economía y Producción y Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios Públicos, respectivamente, del 6 de agosto de 2003 ratifica la vigencia y continuidad de las normas de procedimientos para la renegociación de los contratos, aprobadas por la Resolución N° 20/02 del ex Ministerio de Economía, y de todas aquellas medidas complementarias y reglamentarias de los Decretos N° 293/02 y 370/02, cuyas disposiciones no resulten incompatibles con lo dispuesto en el Decreto N° 311/03.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

De las disposiciones establecidas en la Resolución Conjunta N° 188/03 y 44/03 de los Ministerios de Economía y Producción y Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios Públicos, respectivamente, surge que a los fines de continuar el proceso de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos, la UNIREN proseguirá los trámites que se hallaren en curso en el ámbito de la ex - COMISION DE RENEGOCIACION DE CONTRATOS DE OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS.

La norma establece que a los efectos de continuar con el proceso de renegociación, el Secretario Ejecutivo deberá presentar un informe de situación de cada uno de los contratos y servicios objeto de renegociación, que deberá incluir la siguiente información:

- a) Informe del estado de situación y del grado de cumplimiento alcanzado en cada contrato o licencia sujetos al procedimiento de renegociación, realizado por los equipos técnicos destacados a tal fin.
- b) Información solicitada y entregada por los contratistas en el marco de la Resolución del ex MINISTERIO DE ECONOMIA N° 20/02, y su modificatoria.
- c) Fases del proceso de renegociación cumplidas y agotadas, en cada caso, conforme a los términos de la Resolución del ex MINISTERIO DE ECONOMIA N° 20/02.

Una vez realizado el informe de situación por el SECRETARIO EJECUTIVO, el COMITE SECTORIAL deberá determinar, para cada sector alcanzado por el proceso de renegociación, un cronograma de trabajo específico para las fases restantes, estableciéndose los objetivos de cada fase.

Los acuerdos integrales o parciales de renegociación de contratos de obras y servicios públicos deberán formalizarse mediante actas acuerdo a ser suscriptas entre los representantes legales de las firmas contratistas o licenciatarias y los señores Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quienes los suscribirán "ad referéndum" del PODER EJECUTIVO NACIONAL.

Los proyectos de acuerdos integrales o parciales de renegociación de contratos de obras y servicios públicos serán sometidos al procedimiento de Documento de Consulta establecido en la Resolución del ex MINISTERIO DE ECONOMIA N° 576 de fecha 5 de noviembre de 2002.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Cumplido el trámite indicado en el párrafo anterior serán sometidos a consideración de la PROCURACION DEL TESORO DE LA NACION, conforme lo establecido en el Artículo 8° del Decreto N° 311/03.

En caso de no ser factible la renegociación, luego del análisis del contrato respectivo, la PRESIDENCIA DE LA UNIDAD DE RENEGOCIACION Y ANALISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS en el marco de lo previsto en el Artículo 1° inciso e) del Decreto N° 311/03, elevará las actuaciones al PODER EJECUTIVO NACIONAL con la recomendación o propuesta ejecutiva que se considere aplicable al mismo.

Los acuerdos integrales o parciales de renegociación de contratos de obras y servicios públicos a los que se refiere el Artículo 9° del presente, deberán ser remitidos, una vez cumplimentado el trámite mencionado en el último párrafo del artículo citado, a la consideración de la SINDICATURA GENERAL DE LA NACION a los efectos de que la misma verifique el cumplimiento de los procedimientos previstos para la suscripción de los acuerdos sometidos a su consideración.

1.3.1. Plan de Trabajo y Estrategia de Renegociación

En el marco de las pautas establecidas en el Decreto N° 311/03, el equipo técnico de la UNIREN, en conjunto con profesionales de la Secretaría de Energía, del ENRE y del ENARGAS elaboraron una propuesta de plan de trabajo y de estrategia de renegociación que fue puesta a consideración de las autoridades de la Unidad mediante notas UNIREN N° 242 y 243 del 21 de noviembre de 2003.

En dicha propuesta se establecieron los lineamientos específicos de la renegociación de los contratos y licencias de transporte y distribución de electricidad y de gas, y los elementos considerados apropiados para su ejecución. Dichos elementos están comprendidos en los siguientes capítulos:

- Informe de cumplimiento de los contratos.
- Definición de pautas y agenda tentativa de renegociación.
- Diferentes alternativas o modalidades de acuerdos.
- Responsabilidades en el proceso de renegociación.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- Cronograma de actividades previstas para la renegociación.

Cada uno de estos puntos está desarrollado en las notas mencionadas, que integran el presente informe como Anexo III.

1.4. Pautas, Agenda Tentativa de Renegociación y Cronograma

Con fecha 2 de diciembre de 2003 las autoridades de la UNIREN entregaron a las empresas de transporte y distribución de electricidad, en una reunión convocada al efecto, tres documentos: a) Pautas para la Renegociación, b) Agenda Tentativa de temas a discutir, y c) Cronograma de la Renegociación. Esos documentos contienen los lineamientos centrales propuestos por el Gobierno Nacional a las empresas concesionarias para enmarcar y desarrollar el proceso de renegociación. (Anexo N° IV)

1.5. Reuniones con las Empresas Concesionarias

Al iniciarse el proceso de renegociación, y por aplicación de las normas anexas a la Resolución 20/2002 del Ministerio de Economía, se confeccionaron las Guías de Procedimiento por medio de las cuales se solicitó a cada una de las Concesionarias del Servicio de Transporte y Distribución de Electricidad que presente la información histórica, de cumplimiento del contrato y económico - financiera requerida para el análisis de situación. Con ello se procuró facilitar el posterior procesamiento por parte de la ex - COMISIÓN DE RENEGOCIACIÓN DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS. La información solicitada inicialmente es la que se detalla a continuación:

- Descripción del impacto producido por la emergencia
 - Escenario 1: Pautas e hipótesis
 - Escenario 2: De acuerdo a las pautas que resulten de a propuesta elaborada por la empresa.
- Resumen de la situación económico - financiera reciente
 - Estado de Resultados, Flujo de Fondos, Estado de Situación Patrimonial, apertura de costos (1999, 2000, 2001).
- Evolución contractual



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- Modificaciones contractuales, revisiones tarifarias, grado de cumplimiento y calidad de servicio.
- Detalle del endeudamiento
- Propuestas para la superación de la emergencia
- Presentación oral y Resumen Ejecutivo

Todas las empresas del sector presentaron la información solicitada en la Guía de Procedimientos, aunque ninguna de las presentaciones efectuadas fijó una posición concreta en cuanto al nivel de incremento tarifario requerido, aunque todas reclamaron, con diverso énfasis, la implementación de una serie de medidas por parte del Estado (por ejemplo, seguro de cambio, reducciones impositivas, subsidios, menores obligaciones contractuales, etc.). En general, las medidas solicitadas tendían a obtener una serie de coberturas adecuadas a los requerimientos empresarios, desplazando la responsabilidad por la operación del servicio, en las actuales circunstancias, hacia terceros, en especial el Estado. Todas las presentaciones y reclamos efectuados por las empresas pueden conocerse a través de la documentación contenida en los expedientes citados al principio de este informe.

En relación con los datos económico - financieros declarados por las empresas, cabe resaltar que la información suministrada puso en evidencia las dificultades de análisis originadas en la falta de una contabilidad regulatoria apropiada sobre las empresas concesionarias de servicio público, que permita obtener información ordenada y auditable sobre los costos e inversiones incurridas por las empresas en el cumplimiento de las obligaciones contenidas en los respectivos contratos.

En la etapa de la renegociación que se inicia con la nueva gestión de gobierno, por nota UNIREN N° 274 del 2 de diciembre de 2003, y en una reunión convocada al efecto por las autoridades, se hizo entrega a las Concesionarias del Servicio de Transporte y Distribución de Electricidad de tres documentos planteando “Pautas para la Renegociación”, una “Agenda Tentativa” y un “Cronograma de Actividades” a fin de especificar los pasos a seguir en el proceso de renegociación.

Posteriormente, y tal como estaba previsto en los documentos entregados a las empresas el 2 de diciembre de 2003 debido al tiempo transcurrido desde la primera información entregada por las empresas y las nuevas pautas surgidas del Decreto N° 311, el 30 de diciembre de 2003, por nota UNIREN N° 306, se realizó un pedido de información adicional de la concesión histórica y



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

proyectada, a los efectos de actualizar datos y de analizar y desarrollar propuestas de renegociación que permitan “readecuar los respectivos contratos”. Dicha información incluye los siguientes puntos:

1. Actualización del modelo económico-financiero presentado en abril de 2002.
2. Detalle del endeudamiento (actualización).
3. Erogaciones efectuadas en virtud del Operador Técnico.
4. Inversiones realizadas y previstas.

La mayoría de las empresas respondió en tiempo y forma los puntos 1, 2 y 3. Sin embargo, algunas empresas, en particular las distribuidoras, fueron reticentes a presentar un plan de inversiones para el período 2004 - 2008. El pedido fue reiterado en varias ocasiones y a mediados de abril las empresas accedieron con reservas, enfatizando el carácter no vinculante de dicho plan.

Complementariamente al intercambio de información, a partir de principios de diciembre de 2003 se realizaron diversas rondas de reuniones con las concesionarias.

En una primera etapa las reuniones tuvieron por objeto discutir la agenda de temas a renegociar. En una segunda etapa se desarrollaron diversas reuniones técnicas donde se trataron diversos aspectos a partir de la información que presentaron las empresas. Aquí se discutieron temas relativos a los costos proyectados y a la metodología para su determinación, así como eventuales adecuaciones normativas para un período de transición que cumpla la función de puente entre la emergencia y la normalización de la situación socio-económica de la actividad y del país.

Asimismo, durante este período se intentó llegar a acuerdos parciales con las empresas a fin de despejar litigios legales de interés para ambas partes, suspendiendo transitoriamente acciones judiciales mutuas (planteos ante tribunales internacionales por parte de los accionistas de las empresas y cobro de multas impagas por parte del Estado), a fin de enfocar las discusiones en los aspectos técnicos de la renegociación. Sin embargo, las partes no llegaron a materializar la voluntad de establecer los términos de dichos acuerdos.

Una tercera etapa se llevó a cabo luego de la elaboración y publicación del Informe de Cumplimiento de Contratos. En esta última se trataron los primeros borradores de proyectos de Carta de Entendimiento con las empresas.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

En dichas reuniones se plantearon los términos de un posible acuerdo en base a una propuesta de la UNIREN que recogió las posibilidades delineadas por las pautas establecidas por las autoridades de la Unidad. En particular se buscó conciliar posiciones respecto del contenido de una Carta de Entendimiento, y discutir temas fundamentales del proyecto de acuerdo integral. Dichos temas incluyen entre otros: la determinación de un programa de inversiones para el “Período de Transición”, vinculadas a la expansión, calidad, seguridad y control ambiental del servicio, modificaciones transitorias al régimen de Calidad de Servicio y Sanciones, obligación de suministro, mecanismos de control, el cálculo de los costos operativos, su evolución durante el período 2004-2007 y los lineamientos jurídicos de un posible entendimiento.

1.6. Reuniones con Organizaciones de Usuarios

En base a conversaciones mantenidas entre Autoridades de la UNIREN, la Subsecretaría de Defensa de la Competencia y Defensa del Consumidor y organizaciones de usuarios, se llevaron a cabo, durante los meses de enero a marzo de 2004, reuniones entre representantes de dichas organizaciones y miembros del equipo técnico del Área de Energía. En dichas reuniones los especialistas del equipo técnico informaron a los representantes de las organizaciones sobre el estado de avance de la renegociación y sobre la elaboración del Informe de Cumplimiento de los Contratos. También se brindó la oportunidad para formular y recibir aportes respecto a la adecuación de los contratos de concesión, aunque las organizaciones no formalizaron ninguna propuesta concreta.

1.7. Pedidos de Información al ENRE

Al iniciarse el proceso de renegociación, el 22 de abril de 2002 se presentó ante el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), adjunto a la nota CR N° 271, la información histórica recibida de las empresas de Transporte y Distribución de Electricidad conforme con las “Normas de Procedimiento para la Renegociación de los Contratos de Servicios Públicos”, aprobadas por la Resolución N° 20/02 del Ministerio de Economía. A su vez, se solicitó el análisis de la información mencionada y la verificación y opinión acerca de la veracidad y/o razonabilidad de la misma. La solicitud fue reiterada en Agosto de 2002, aunque el Organismo no respondió el requerimiento.

En una instancia posterior, y con motivo de una solicitud planteada por el ENRE al Ministro de Economía, mediante nota N° 44.284 del 6 de diciembre de 2002, distintos ámbitos de los Ministerios de Economía y de Producción, incluida la Secretaría de Energía y la Dirección General



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

de Asuntos Jurídicos, consideraron diferentes alternativas para el tratamiento de las penalidades impagas de las distribuidoras. A efectos de identificar el detalle de dichas multas, el 18 de diciembre 2002, por nota de la ex - Comisión de Renegociación CR N° 1404, se solicitó al ENRE validar la información enviada por las Concesionarias de Distribución de Electricidad respecto de las penalidades impuestas por incumplimiento al régimen de calidad de servicio, y que aún no habían sido abonadas. Asimismo, mediante la misma nota, se pidió la asistencia de especialistas de dicho organismo en las tratativas que se llevaban a cabo sobre el tratamiento a otorgar al régimen de calidad durante el período de emergencia. El ENRE respondió a dicho pedido en Enero de 2003 (Nota ENRE 44.796), nombrando a funcionarios calificados para tareas de asesoramiento.

Al respecto cabe señalar que en el expediente CUDAP: EXP-S01:0288791/2002 están incluidas las distintas instancias de la tramitación de las multas impagas de las distribuidoras, y la consideración final de su inclusión en el proceso de renegociación de los contratos (Nota UNIREN N° 196).

Respecto a la información presentada por las empresas en respuesta al pedido de datos adicionales a fin de 2003, mediante nota UNIREN N° 120/04, se le enviaron al ENRE los datos aportados por las concesionarias para su conocimiento y análisis. Complementariamente, se le solicitó a dicho Ente, validar la información, corregir o completar datos faltantes y establecer comparaciones con la información histórica suministrada. El ENRE acusó recibo de la solicitud el 7 de abril de 2004 (Nota ENRE N° 52.915) y, con posterioridad, presentó a la Unidad cuatro informes parciales con análisis de los datos aportados.

1.8. Informe de Cumplimiento de Contratos

Conforme a lo dispuesto por el Decreto N° 311/03 y las “Pautas para la Renegociación” presentadas a las Autoridades de la UNIREN, se procedió a recolectar, consolidar y analizar información sobre las concesiones a fin de redactar un Informe de Cumplimiento de Contratos de las empresas de transporte y distribución de electricidad. El objetivo principal de dicho informe es establecer si efectivamente el desempeño de las empresas concesionarias en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales reúne las condiciones para avanzar en el proceso de renegociación. A estos efectos, las Autoridades de la Unidad solicitaron información al ENRE, la Auditoría General de la Nación (AGN), la Sindicatura General de la Nación (SIGEN) y Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad S.A. (CAMMESA), como complemento de los datos enviados por las empresas.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

El análisis desarrollado en el Informe de Cumplimiento (ANEXO N° V) infiere que, si bien no se encontraron incumplimientos en el desempeño de las empresas que justifiquen la ejecución de las garantías, el método de control empleado para establecer dicha afirmación es, en ciertos aspectos “sub-óptimo”, dado que se han acotado, en las normas derivadas y en la práctica, los márgenes de atribuciones de supervisión estatal que permite la Ley N° 24.065.

Efectivamente, por tratarse de un esquema de control por resultados de la operación del servicio, esta característica del sistema dificulta o limita, en cierto modo, la posibilidad de calificar el cumplimiento de la totalidad de sus obligaciones de las empresas; por ejemplo, el cumplimiento referido a las inversiones implícitas en las tarifas, y por lo tanto pagadas por los usuarios. Los elementos aportados por el propio Ente, los análisis realizados y las opiniones de organismos de control ponen en duda la eficacia de un sistema de control basado exclusivamente en controles *ex post facto*. Por el contrario, los elementos aportados para el informe indican que el Estado debe contar con ciertos mecanismos preventivos que tiendan a evitar o minimizar los costos económicos y sociales de fallas o crisis del sistema eléctrico, y que aseguren la sustentabilidad del servicio a largo plazo. Es aquí donde el informe de cumplimiento de contratos transparenta ciertas falencias en el control de la gestión llevada a cabo por las concesionarias desde la privatización, y plantea limitaciones para determinar incumplimientos por parte de estas últimas.

En todo caso, y en el marco de la interpretación de las pautas de control establecidas en las normas aplicables, se concluyó que la gestión de las concesionarias del servicio de transporte y distribución de electricidad nominadas en el inicio de este documento reúnen las condiciones suficientes para avanzar en el proceso de renegociación.

1.9. Demanda Judicial ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones - CIADI

A continuación se presenta una síntesis de las características de la demanda judicial iniciada por el accionista de la empresa concesionaria a nivel internacional basándose en supuestos perjuicios causados por las medidas adoptadas por el Estado Nacional con motivo de la emergencia económica.

The AES Corporation (accionista mayoritario de EDELAP S.A.) inició arbitraje contra la República Argentina ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) por supuestas violaciones al Tratado de Promoción y Protección Recíproca de Inversiones celebrado entre la República Argentina y los Estados Unidos de América (TBI).



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Las violaciones al TBI imputadas por AES Corp. a la República Argentina consistirían en: (a) no dar un trato justo y equitativo a AES (art. II.2(a) del TBI); (b) adoptar medidas arbitrarias o discriminatorias que perjudicaron directamente a AES (art. II.2(b) del TBI); (c) no observar sus obligaciones frente a AES (art. II.2(c) del TBI); y (d) expropiar en forma directa o indirecta los activos de AES afectados a la distribución y generación de electricidad (art. IV.1 del TBI).

◆ **En su demanda arbitral, AES Corp. alega que:**

- Es un nacional de los Estados Unidos de conformidad con el artículo I.1.b) y (c) del Tratado y el artículo 25(1) y (2) de la Convención CIADI;
- Tiene el control directo o indirecto de ocho generadoras² y tres distribuidoras³ de energía eléctrica;
- Invertió en Argentina aproximadamente U\$S 1.000 millones en el sector eléctrico argentino;
- A fines de 2001 y principios de 2002, la República Argentina reformuló el marco económico, regulatorio y jurídico que originalmente le indujo a invertir en la Argentina;
- Reclama por la distribución y por la generación de energía eléctrica. Los reclamos por la distribución se fundan, según AES, en la violación de claros derechos contractuales a una tarifa en dólares de los Estados Unidos de América con ajustes automáticos periódicos en función de la variable “costo” de la tarifa y oportunidades periódicas para revisar las tarifas; y en la omisión de realizar un esfuerzo de buena fe para renegociar los contratos de concesión. Las reclamaciones por la generación se basan en supuestas interferencias del gobierno de la República Argentina en el mercado mayorista eléctrico semi-regulado.⁴

² Central Dique S.A., Termoandes S.A., Central Térmica San Nicolás S.A., AES Paraná S.C.A., Hidroeléctrica Alicurá S.A., Hidroeléctrica Río Juramento S.A., Hidrotérmica San Juan S.A. y AES Caracoles S.R.L.

³ Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A. (EDEN), Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (EDES) y Empresa Distribuidora La Plata S.A. (EDELAP).

⁴ Entre las interferencias alegadas, AES identifica a: (a) la conversión obligatoria de la moneda de los contratos a término (a una relación 1=1); (b) la reducción de los pagos por potencia, que originariamente estaba establecido en dólares de los EUA; (c) la eliminación del margen de 15% en las ofertas (Resolución SE 8/02); (d) el tope de AR\$ 120/MWh al precio spot; (e) la conversión de precios de referencia; (f) la intervención en el mercado mayorista de gas; (g) El tope al valor del agua (Resolución SE 240/03); (h) los mayores riesgos de cobranza; y (i) Las modificaciones de pagos a CAMMESA—ante la crisis de caja en el fondo de estabilización usado para cubrir la diferencia entre el precio spot estacional pagado por las distribuidoras y el precio spot pagado por las generadoras, el gobierno implementó mecanismos para evitar la crisis (Resolución 406/03).



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

◆ **Monto Reclamado:**

El monto reclamado por AES en el arbitraje asciende a aproximadamente 570,7 millones de dólares estadounidenses.⁵

◆ **Trámite de la causa:**

1. Solicitud de arbitraje de AES: 5/11/2002
2. Registro de la controversia: 19/12/2002
3. Constitución del Tribunal: 3/6/2003
 - a. Presidente: Prof. Pierre-Marie Dupuy
 - b. Árbitro: Prof. Karl-Heinz Böeckstiegel (demandante)
 - c. Árbitro: Prof. Domingo Bello Janeiro (demandada)
4. Audiencia Preliminar: 8/7/2003 (Washington D.C.)
5. Presentación de la demanda por AES: 6/10/2003
6. Etapa jurisdiccional
 - a. Memorial sobre Jurisdicción de la República Argentina: 31/12/2003
 - b. Presentación del Memorial de Contestación sobre Jurisdicción por AES: 20/2/2004⁶
 - c. Memorial de Réplica sobre Jurisdicción de la República Argentina: 26/3/2004⁷
 - d. Presentación del Memorial de Dúplica sobre Jurisdicción por AES: 26/4/2004⁸
 - e. Audiencia sobre Jurisdicción: 23/10/2004-24/10/2004 (París).
 - f. Decisión sobre Jurisdicción: PENDIENTE.

⁵ AES y sus expertos estiman que el método del flujo de fondos descontado es el más adecuado para la valuación de los daños a las distribuidoras. Mediante este método, los daños correspondientes a la participación de AES en las empresas de distribución de energía eléctrica EDELAP, EDEN y EDES serían igual a 416,8 millones de dólares (U\$S 140,7 millones por EDELAP, U\$S 198,8 millones por EDEN y U\$S 77,3 millones por EDES). En cuanto a los daños sufridos por las generadoras, el daño sufrido por AES sería de 153,9 millones.

⁶ El Memorial de Contestación sobre Jurisdicción de AES fue recibido por la PTN el 25 de febrero de 2004.

⁷ El Memorial de Réplica fue recibido por la representación de la parte demandante el 31 de marzo de 2004.

⁸ El Memorial de Dúplica sobre Jurisdicción de AES fue recibido en la PTN el 14 de mayo de 2004.



2. DE LOS CRITERIOS TOMADOS EN CUENTA PARA ELABORAR LA CARTA DE ENTENDIMIENTO

2.1. Condiciones para la Renegociación

El Estado Nacional al diseñar su estrategia negociadora no puede perder de vista que tiene como misión primordial, velar por el bien común. En ese sentido, la negociación de los servicios públicos no puede escapar al grado de conflictividad social que existe en diversos ámbitos de la sociedad.

Al respecto, el Estado Nacional considera que en la actualidad existen mejores condiciones sociales para avanzar en un acuerdo de negociación que cubra las expectativas de las partes, y que repercuta en un beneficio para los usuarios presentes y futuros del servicio. En el año 2002 y principios de 2003 no existían las condiciones objetivas y subjetivas requeridas para llevar adelante el proceso de renegociación, por la falta de estabilidad en las variables económicas, por la demora en la recuperación del poder adquisitivo y de la capacidad de pago de los usuarios en general, por la persistencia de una opinión desfavorable del público hacia la gestión de los concesionarios y por no haber las empresas concesionarias completado el proceso de comprensión de la realidad económica y social del mercado.

Un acuerdo en las circunstancias pasadas hubiese implicado probablemente una reacción adversa de los usuarios y del público en general, acompañada de una creciente morosidad y un clima desfavorable que hubiese provocado perjuicios tanto para las empresas concesionarias como para el servicio público en sí.

Asimismo, los parámetros que se deben tener en cuenta para el cálculo de una tarifa de un servicio público, es decir los costos para una operación eficiente, la amortización del capital y una rentabilidad justa y razonable, eran muy difíciles de establecer en ese momento. Por ejemplo, las estimaciones del valor del dólar estadounidense por unidad en mayo de 2002 sobre la cotización a diciembre de ese año variaban de 7 a 20 pesos. Esta imposibilidad de estimar el valor de los parámetros es la que impidió que el Estado Nacional pudiera realizar un planteo sustentable desde lo técnico y con visión de futuro que incluyera una modificación tarifaria.

En ese sentido, hoy el Gobierno Nacional puede afirmar que existe una base de mayor sustentación para la renegociación, ya que sumado al mejor clima social, las principales variables macroeconómicas se encuentran estabilizadas, y se tiene un panorama más claro del crecimiento y la evolución de la economía argentina en general y de los servicios públicos en particular. Esto no



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

sólo permite al Gobierno avanzar firmemente en desarrollar los esfuerzos necesarios para arribar a un acuerdo de negociación, sino que también induce a las empresas a que efectúen planteos realistas con los servicios públicos en la Argentina en el presente y en el futuro. En este punto conviene recordar que las empresas en sus modelos económico - financieros iniciales habían calculado reducidos incrementos en la demanda de los servicios públicos y habían estimado un dólar estadounidense por encima de los 4 pesos.

En la actualidad, la recuperación de la estabilidad macroeconómica de la Argentina permite la proyección a futuro de sus variables económicas que se deben considerar en el cálculo tarifario y en el desarrollo de un adecuado modelo de servicios públicos. Argentina tiene ahora un horizonte más claro y está en mejores condiciones de renegociar las condiciones futuras de los servicios públicos.

La Ley N° 25.561 establece medidas para atravesar la emergencia económica y autoriza al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos de obras y servicios públicos fijando ciertos parámetros que se deben tener en cuenta para la negociación. En ese sentido el Poder Ejecutivo Nacional, a través de la UNIREN lleva adelante su misión con miras a arribar a un pronto acuerdo con las empresas privatizadas asumiendo la responsabilidad indelegable de velar por las condiciones necesarias para garantizar la prestación de los servicios públicos a la población.

Ahora bien, en el proceso de renegociación contractual intervienen dos partes y precisamente para arribar a un acuerdo es necesario la voluntad de ambas. Es decir, no se está en presencia de una ley que delega en el PEN las facultades necesarias para adoptar medidas unilaterales para solucionar un problema dado. Por el contrario, la obligación que pesa sobre el Poder Ejecutivo es una obligación de medios y no de resultados, en el sentido de que debe realizar todos los esfuerzos que estén a su alcance para arribar a un acuerdo con las empresas privatizadas. En definitiva, el éxito de la negociación depende exclusivamente de la conjunción de los intereses y esfuerzos de ambas partes, y no únicamente del Estado Nacional.

En ese sentido, en la renegociación se puede observar que algunos sectores avanzan con más velocidad que otros. Incluso se observa que dentro del mismo sector existen empresas que son más permeables al diálogo, y otras que muestran cierta reticencia a avanzar decididamente en la búsqueda de soluciones comunes.

Desde la perspectiva estatal se ha diagramado la estrategia de negociación de manera tal de concentrar la totalidad de los argumentos y las propuestas de negociación a través de la UNIREN,



sin acudir a ningún elemento de presión fuera de la mesa de negociación. Es decir, desde la UNIREN se entiende que un principio básico de la fe negociadora que debe regir en este proceso pasa por hacer valer todos los argumentos que poseen las partes en la propia mesa de negociación, no siendo un argumento válido la dilación o la especulación de posibles réditos que se puedan obtener por medidas impulsadas por fuera del ámbito propio de la renegociación.

Desde esta perspectiva *renegociar* es *reconocer* que la actual realidad argentina difiere de la situación que existía al momento de efectuarse las privatizaciones, lo cual exige necesariamente grados de flexibilidad para alcanzar cualquier tipo de acuerdo; es *revisar* el grado de cumplimiento de los contratos, única forma de tener información calificada sobre la situación de cada empresa respecto a los compromisos que asumiera; es *recuperar* un ámbito de análisis compartido con las empresas, para favorecer un diálogo constructivo que permita avanzar en la negociación; es *recomponer* la mutua confianza que debe guiar el proceso de acuerdos para una nueva etapa, sin ningún tipo de discriminaciones ni privilegios para ninguna empresa; es *retomar* la voluntad de acuerdo negociador que debe primar para sentar los términos para la continuidad de los contratos, a partir de la buena fe contractual; es *reinstalar* el espacio de la infraestructura de servicios públicos como un área de interés para las empresas que deseen asociarse con el futuro de nuestro país y quieran comprometerse con su comunidad; es *reestablecer* las condiciones que posibiliten asegurar las inversiones necesarias y garantizar la continuidad y seguridad de las prestaciones; es *readecuar* los institutos y mecanismos de regulación contractual a efectos de posibilitar su consistencia respecto a la evolución de la economía y de la situación social de nuestro país; es *redefinir* de común acuerdo términos aceptables y convenientes para ambas partes, contemplando los distintos intereses y expectativas, para alcanzar un nuevo esquema de equilibrio contractual que resulte sustentable en el tiempo.

2.2. Criterios Referidos al Contrato de Concesión y el Informe de Cumplimiento del Contrato

Las condiciones sociales y económicas derivadas de un largo período de recesión y de la emergencia son los determinantes fundamentales del esquema adoptado para recomponer los contratos de concesión.

En primer lugar, se consideró conveniente definir en las condiciones contractuales un período de transición que se inicia a principios de 2002, cuando se establece la emergencia, y llega hasta el



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

año 2006, cuando se considera que las condiciones sociales y económicas habrán logrado un grado de recuperación significativo.

El objetivo fundamental a alcanzar en ese período de transición es sostener las exigencias financieras de la concesión debidas a la necesidad de sostener la producción del servicio en niveles de calidad y seguridad compatibles con los estándares alcanzados en los últimos años de su prestación, teniendo presente el crecimiento observado en la demanda y las restricciones financieras que afectaron los niveles de actividad e inversiones de las empresas desde el inicio de la crisis.

Desde el inicio de la emergencia y hasta la firma del Acuerdo, se asume que la tarifa vigente de las concesionarias en ese período permitió la prestación del servicio bajo las condiciones imperantes, y no está sujeta a ningún tipo de revisión o reajuste retroactivo en cuanto a su valor para ese período.

A partir de la vigencia del Acuerdo se ha definido un nivel de remuneración del servicio que permite cubrir todos los costos financieros de su prestación reconocidos para la etapa de transición desde ese momento, incluida la generación de un excedente de caja que permite cubrir costos de capital. Bajo las condiciones establecidas en el Acuerdo respecto al cumplimiento del Plan de Inversiones, se asume que la existencia de dicho excedente le permitirá a la concesionaria negociar con sus acreedores el repago de sus deudas en plazos y condiciones compatibles con la situación del sector externo de la Argentina.

Dadas las restricciones en materia de endeudamiento, y a fin de establecer niveles de riesgo acotados que otorguen certidumbre a la remuneración del servicio y la cobertura de sus costos, el ingreso o remuneración del concesionario se calculó sobre la base de los flujos financieros proyectados para el año 2005.

Cabe acotar que, salvo la consideración hecha en el penúltimo párrafo, el servicio de la deuda financiera externa de la empresa no forma parte de los conceptos tenidos en cuenta para definir el nivel de remuneración requerido para sostener el servicio.

También es importante señalar que en el cálculo de los ingresos previstos para el Período de Transición no se ha considerado ningún supuesto resarcimiento, compensación ni retroactividad, con motivo de la emergencia y otras medidas complementarias que puedan argumentarse, en forma directa e indirecta.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Es necesario subrayar que el nivel de remuneración reconocido a la concesión, y el incremento propuesto, permite cubrir la totalidad de los costos del servicio considerados razonables para esta etapa, en base a un criterio de prioridades que asegura la sustentación del servicio, incluyendo el desarrollo de un plan de inversiones críticas que acompañe el crecimiento de la demanda y la necesidad de mantener los niveles de calidad de servicio.

Para sostener el criterio expuesto y mantenerlo en el tiempo, el acuerdo contempla la inclusión, en forma explícita, de los conceptos relevantes del flujo financiero estimado al momento de su concreción, y el detalle del plan de inversiones anuales al que se compromete la concesionaria. Estos componentes del acuerdo permiten precisar las condiciones cuantitativas del acuerdo y controlar periódicamente su cumplimiento.

El nivel de remuneración previsto incluye, a partir de su incremento en febrero de 2005, un mecanismo de redeterminación periódica -no automática- de los ingresos, a fin de mantenerlos en términos constantes, asegurando con ello el cumplimiento de las condiciones económicas del acuerdo y la cobertura de las necesidades del servicio.

El Período de Transición se completa con una Revisión Tarifaria Integral (RTI) realizada conforme los procedimientos previstos en el marco regulatorio de la electricidad, y cuya vigencia se instrumentará partir del año 2006 o 2007, según los casos. El acuerdo contempla la estipulación de Pautas Básicas para realizar dicha revisión tarifaria de acuerdo con las nuevas condiciones macroeconómicas e institucionales del país. Entre otras pautas se incluyen las referidas a la determinación de la Base de Capital, la Rentabilidad y el mantenimiento constante de la Remuneración de la Concesión.

A fin de disminuir las exigencias financieras del servicio y los riesgos de desequilibrio durante el Período de Transición, el acuerdo considera ciertas adecuaciones transitorias del contrato, tales como la modificación del régimen de calidad de servicio y la reorientación de las penalidades mediante mecanismos que premien el sostenimiento de los niveles actuales de calidad y alienten las inversiones de expansión; o la incorporación de la estabilidad normativa que busca reducir o eliminar incertidumbres sobre algunos costos futuros; o la implementación de la Tarifa Social y el restablecimiento del Acuerdo Marco con el impacto moderador sobre la mora y la incobrabilidad, entre otros.

En el caso de las multas adeudadas por las concesionarias a la fecha de vigencia del Acuerdo, y a fin de atenuar el efecto financiero de las mismas durante el Período de Transición, se prevé su



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

devolución en cuotas semestrales a partir de la entrada en vigencia de la RTI, es decir a partir del momento que se asume que el contrato ha superado la transición y reinicia su desenvolvimiento en condiciones de régimen normal.

Conforme a los resultados del Informe de Cumplimiento de Contratos, el Acuerdo también prevé el establecimiento de nuevos sistemas de control permanente de la concesión que posibiliten una visión más completa del desempeño del concesionario, de los costos del servicio y de la eficacia del sistema de señales instrumentado. Estos controles están referidos a los registros económico-financieros de la operación y los bienes de la concesión (contabilidad de actividades reguladas y no reguladas, auditorías, etc.), información técnica y económica sobre el sistema físico de la red y su expansión, y la elaboración de un informe anual de cumplimiento del contrato de concesión, incluyendo una encuesta a los usuarios sobre la percepción de la calidad del servicio. Estas medidas se complementan con otras relativas a fomentar la adquisición de bienes, servicios y tecnologías nacionales, y otorgar mayor transparencia a los sistemas de compras de las empresas.

Con relación a los reclamos frente a tribunales internacionales y/o nacionales, presentes o futuros, por las medidas de la emergencia y otras complementarias, el entendimiento prevé una primera etapa de suspensión de todas las acciones y luego la renuncia a las mismas, una vez que han comenzado a concretarse los efectos del Acuerdo.

2.3. Criterios del Artículo 9° de la Ley N° 25.561

El impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos

El primer recaudo de la ley, en este artículo, es destacar la incidencia de las tarifas de servicios públicos en la formación de los restantes precios y en el poder adquisitivo de la población. Toda consideración sobre tarifas, aun cuando tenga naturalmente en cuenta los costos del servicio -nivel microeconómico- obliga a ubicar el problema en su contexto macroeconómico. Los análisis realizados para definir los niveles de remuneración propuestos de las concesionarias y su variación en el tiempo, han tomado en cuenta un mínimo impacto en las actividades productivas y en la distribución de los ingresos, balanceando esta exigencia con las necesidades de sustentación del servicio en el mediano y largo plazo. En una instancia posterior, la asignación de los mayores costos en concepto de remuneración de la actividad del transporte y de la distribución de energía eléctrica, será modulada, según las pautas establecidas, al definir el cuadro tarifario a aplicar a los usuarios finales. En este sentido se han previsto tres mecanismos para proteger a los menores



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

consumos y a los sectores más vulnerables: el no-traslado del incremento previsto a los usuarios residenciales y la implementación de un régimen de Tarifa Social. Estos mecanismos son complementarios y contemporáneos a un nuevo Acuerdo Marco para abastecer a sectores urbanos en situación de vulnerabilidad.

La calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente

El significado de cualquier precio sólo puede ser conocido si se ha definido previamente el producto a intercambiar. El núcleo económico de una concesión de servicio público es la relación producto-tarifa, que en sus términos más amplios se encuadra en los conceptos de calidad de servicio presente y futura; asociada a inversiones y a costos de operar y mantener el servicio, y estos a su vez asociados a los sistemas de control de su prestación.

Es necesario resaltar que dentro de las definiciones del producto están implícitas aquellas que establecen los alcances de la obligación de suministro por el concesionario.

La experiencia indica que el sistema de control por resultados para ser plenamente eficaz debe ser complementado por mecanismos adecuados de control previo que aseguren la prestación del servicio a mínimo costo, evitando las rentas extraordinarias, posibilitando adicionalmente miradas más amplias sobre la gestión del concesionario, sobre la evolución real del sistema y su relación con la calidad y sobre la eficacia de las señales económicas. Una de las variables claves para asegurar esta condición es otorgar la mayor transparencia posible a las decisiones de inversión, verificando los planes y su ejecución, tanto en su calidad como en su cantidad.

En esta instancia se ha considerado necesario que el Plan de Inversión de cada uno de los concesionarios esté explicitado en el documento de acuerdo, a fin de obtener un compromiso explícito de que los fondos aportados por los usuarios para expandir el servicio sean aplicados a esa finalidad. Una finalidad similar tiene la inclusión de una Proyección Económico-financiera de la concesionaria.

En todos los casos se privilegió la asignación de recursos hacia la estructuración de planes de inversiones que atiendan con eficiencia los requerimientos de seguridad, calidad y desarrollo de la red, y en tal sentido se acentuaron las señales económicas para el Período de Transición.

En el caso particular de los servicios de distribución de energía eléctrica, se ha contemplado la implementación transitoria de un régimen de extensión de redes en zonas no electrificadas que,



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

preservando los derechos al servicio de futuros usuarios, oriente los recursos hacia soluciones razonables y eficientes.

El interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios

El interés de los usuarios suele asociarse a propósitos de alta visibilidad como la menor tarifa posible en lo inmediato. Sin embargo, el interés de los usuarios es un concepto mucho más amplio y no se limita al usuario presente. También debe contemplar el interés de otros dos sectores a menudo olvidados: el *usuario futuro* –asegurar la atención del crecimiento de la demanda- y del *usuario no atendido* –hacer posible la extensión de los servicios-. Y esto se relaciona directamente con el principio de accesibilidad, que por lo tanto no está limitado a las posibilidades de pago de los usuarios actuales. Hecha esta aclaración fundamental, se señala que este principio intenta poner en la discusión el interés de los usuarios en obtener un servicio de calidad razonable para la emergencia y una tarifa adecuada al particular momento económico que enfrenta.

La seguridad de los sistemas comprendidos

Buena parte de los servicios públicos basan su actividad en el desplazamiento y el almacenaje de energía bajo diversas formas y en el movimiento de vehículos y equipos de gran porte, potencialmente peligrosas. Tal es su importancia, que entre todos los elementos que están comprendidos en la noción de calidad de servicio –en su concepción más amplia- éste es el único que la ley destaca expresamente. La explicitación de un Plan de Inversiones y una Proyección Económico-financiera de la concesión en el acuerdo forma parte de la preservación de este principio. Asimismo, la Carta de Entendimiento no plantea desvíos o atenuaciones de las exigencias de seguridad que deben enfrentar este u otros concesionarios del servicio eléctrico.

La rentabilidad de las empresas

Este criterio de la ley incide sobre dos aspectos fundamentales de la relación económica entre concedente y concesionario. En primer lugar, lleva implícito el vínculo entre tarifas y costos de producción, ya que el principio aceptado de cobertura del *costo económico de eficiencia* incluye la rentabilidad razonable del capital, clave de la viabilidad a futuro. Por otra parte, excluye posiciones que parecen poner en duda la legitimidad de una ganancia razonable, en particular en las industrias de servicios públicos.

Como parte de la contribución de las concesionarias en concepto de sacrificio compartido, la rentabilidad considerada en el Período de Transición definido, se contempla a través de la



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

disponibilidad de un excedente de caja aplicable al pago del costo de capital propio o de terceros. Frente a los acreedores externos, contar con fondos excedentes luego del pago de los costos de explotación del servicio y un horizonte cierto para la Revisión Tarifaria Integral, le permite al concesionario encarar la renegociación de su deuda en base a un flujo de recursos establecido en el marco de un acuerdo con el Gobierno y la perspectiva de incrementarlos; o en el caso de concesionarios con bajo o nulo nivel de endeudamiento, restablecer niveles adecuados de retribución al capital propio.

Cabe aclarar sobre este concepto fundamental del costo del servicio, que el marco regulatorio no garantiza una rentabilidad sobre el capital invertido, sino la oportunidad de tener una ganancia *justa y razonable* en la medida que la empresa opere en forma prudente y eficiente. Este principio básico de la regulación que tiende a estimular comportamientos empresarios compatibles con el mínimo costo de la prestación mantiene su vigencia durante el Período de Transición.

3. FICHA TECNICA DE EDELAP S.A.

Concesionaria: Empresa Distribuidora La Plata S.A. (EDELAP S.A.)

Actividad Principal: Prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Zona de Concesión: Partidos de La Plata, Ensenada, Berisso, Magdalena, Punta Indio y Coronel Brandsen de la Provincia de Buenos Aires.

Área de Servicio: 5.782 km² compuesta por 1.162 Km² de Zonas Urbanas y 4.620 Km² de Zonas Rurales.



Concesión: fue otorgada por el Gobierno Argentino mediante Decreto N° 1795/92 del 28/09/1992.

Compradores: el consorcio COINLEC (Compañía de Inversores en Electricidad S.A.) resultó adjudicatario del proceso de privatización de la unidad de negocios La Plata de SEGBA.

Precio inicial: la totalidad de las Acciones Clase "A" fueron pagadas por un total \$ 139.000.000.-

Toma de Posesión: la concesionaria inició sus actividades el 22 de diciembre de 1992.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Valor Actual: según el Balance y Memoria al 31 de diciembre de 2003 el Capital Social era de \$ 247.598.045, constituido por 264.810.743 acciones de \$ 0,935 valor nominal cada una.

Plazo de la Concesión: es de 95 años y se divide en un período inicial de 15 años, que finaliza el 21 de diciembre de 2007, y luego en ocho períodos de 10 años cada uno.

Accionistas: es operada y controlada por The AES Corporation cuya participación está formada según se detalla a continuación:

Controlantes:

• Compañía de Inversiones en Electricidad S.A.*	51,000%
• Luz de La Plata S.A.*	31,942%
Sub-Total – Sociedades art. 33 Ley N° 19.550	<u>82,942%</u>

Vinculadas:

• Camille, Ltd.*	7,058%
• Programa de Propiedad Participada	10,000%
Total	<u><u>100,000%</u></u>

(*) Todas estas sociedades pertenecen al holding AES Corp.

Cantidad de Kms. de líneas:

Categoría	Zona Urbana	Zona Rural	Total
Alta Tensión	176,4	92,2	268,6
Media Tensión	1540,0	1100,0	2640,0
Baja Tensión	4883,0	250,0	5133,0
Totales	6599,4	1442,2	8041,6

Cantidad de Usuarios: actualmente posee 277.870 clientes, de los cuales 277.826 son cautivos y 44 corresponden a clientes del MEM a los que presta el servicio de transporte eléctrico.

Cantidad de MWh vendidos: al 31 de diciembre de 2003 vendieron 2.127.697 MWh de energía eléctrica (incluye energía de peaje).

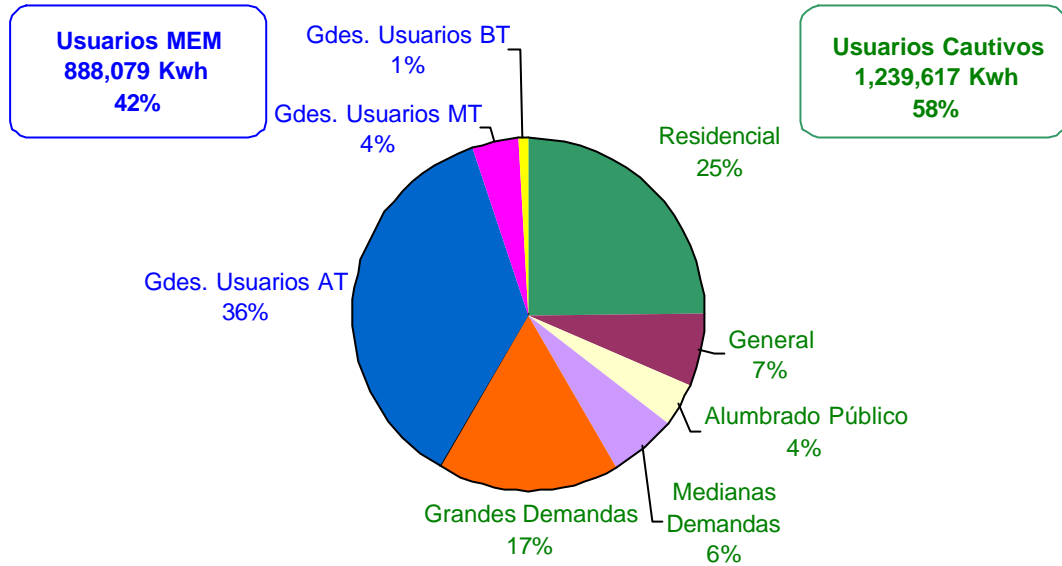
Estructura de la Clientela: el mercado a diciembre de 2003 presentaba las siguientes características.

Categoría	Energía Facturada (Mwh)		Cantidad de Clientes	
Usuarios Cautivos	1.239.617	58%	277.826	99,98%
Alta Tensión	31.139	1%	1	0,00%
Media Tensión	196.550	9%	69	0,02%
Baja Tensión				
Residencial	533.221	25%	235.776	84,85%
General	142.686	7%	39.125	14,08%
Alumbrado Público	81.751	4%	16	0,01%
Medianas Demandas	126.708	6%	2.485	0,89%
Grandes Demandas	127.562	6%	354	0,13%
Usuarios MEM	888.079	42%	44	0,02%
Grandes Usuarios Mayores en Alta Tensión	777.704	37%	5	0,00%
Grandes Usuarios Mayores en Media Tensión	47.714	2%	3	0,00%
Grandes Usuarios Menores en Media Tensión	47.554	2%	15	0,01%
Grandes Usuarios Menores en Baja Tensión	14.215	1%	16	0,01%
Grandes Usuarios Particulares	892	0%	5	0,00%
Total	2.127.697	100%	277.870	100%



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Energía Facturada



Zona Rural: se destaca por las siguientes características.

- ◆ Tres centros de población (Brandesen, Magdalena - Verónica y Punta de Indio)
- ◆ Una gran dispersión
- ◆ Cinco Cooperativas Eléctricas

	Brandesen	Magdalena	Veronica	Rural	EDELAP	%
Clientes	6.200	5.800	3.000	15.000	277.870	5,4%
Area Km2	1.130	1.745	1.745	4.620	5.782	79,9%
Clientes / Km2	5,5	3,3	1,7	3,2	47,7	
Demanda Mensual (MWh)	3.400	2.350	1.350	7.100	177.308	4,0%
Líneas MT (Km)				1.100	2.640	41,7%
Líneas BT (Km)				250	5.133	4,9%
Km Línea / Clientes				0,09	0,03	

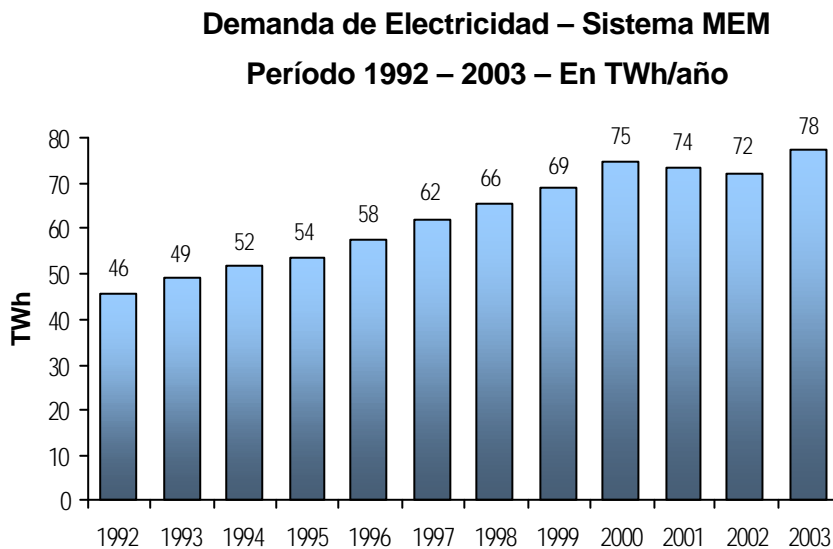


4. FUNDAMENTOS TECNICO – ECONOMICOS SOBRE LA PROPUESTA A EDELAP

4.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

4.1.1 Análisis Histórico

Los primeros años del desarrollo de la concesión estuvieron encuadrados en un contexto de crecimiento sostenido de la demanda a nivel agregado. En efecto, considerando la totalidad del mercado mayorista, la demanda de energía tuvo, en el período 1993-2000, un aumento del orden del 6% anual acumulativo. Durante los años 2001 y 2002, cuando la crisis económica tuvo mayor impacto sobre la producción y los ingresos, la demanda se redujo un 2% por año. Recién en el año 2003 recupera los niveles previos a la crisis. En los doce años de la serie la demanda creció en promedio un 5% anual acumulativo. Esto se pone en evidencia en el gráfico siguiente.



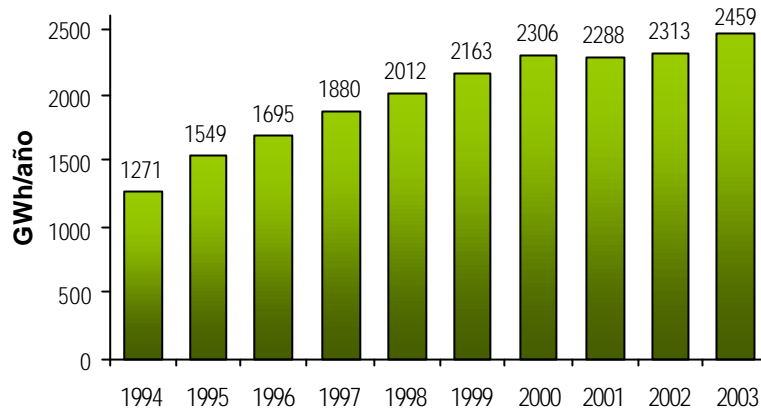
Fuente: UNIREN: "Informe de Cumplimiento de Contratos de Energía Eléctrica".

En el área de Edelap, la demanda de energía siguió las mismas tendencias aunque la contracción de la demanda se produjo solamente en el año 2001 con una leve recuperación en 2002, acelerándose en el año 2003.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Demanda Total de Electricidad en el Area de Edelap Período 1994 – 2003 – En GWh/año



A nivel de la facturación a clientes cautivos y por servicios de peaje, el crecimiento de las compras de energía en los años 2002 y 2003 se ha visto absorbido, en gran parte, por el incremento en las pérdidas. Es así como desde el año 2001 la energía facturada ha venido disminuyendo hasta el año 2003 donde más allá el aumento de las pérdidas, el incremento de la demanda compensó dicha baja.

Energía Facturada en el Area de Edelap Período 1995 – 2003 - En GWh

Año	1995	1996	1997	1998	1999
Clientes Cautivos	1,015	902	952	984	1,042
GUMA/GUME	350	610	727	829	897
Total	1,365	1,512	1,680	1,813	1,939
Pérdidas	11.9%	10.8%	10.6%	9.9%	10.3%

Año	2000	2001	2002	2003
Clientes Cautivos	1,109	1,101	1,110	1,240
GUMA/GUME	970	934	911	888
Total	2,079	2,035	2,022	2,128
Pérdidas	9.8%	11.0%	12.6%	13.5%

Si se considera el número de clientes, la evolución en el área de EDELAP fue la siguiente.

Clientes del Area Edelap 1995 – 2003

Edelap	Año	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Clientes BT /R	Nº			235,423	239,767	241,775	238,639	234,916	233,989	237,376
Clientes BT /G	Nº			42,183	43,022	43,464	43,449	43,169	41,827	42,519
Clientes MT	Nº			41	41	48	48	50	59	77
Clientes AT	Nº			0	0	0	0	0	0	1
Total Usuarios Cautivos	Nº	265,474	269,868	277,647	282,830	285,287	282,136	278,135	275,875	279,973
Clientes MEM AT	Nº	4	6	6	6	7	7	6	6	5
Clientes MEM MT	Nº	11	16	19	29	31	36	31	24	13
Clientes MEM BT	Nº	0	0	1	15	17	19	28	32	7
Total Grandes Usuarios	Nº	15	22	26	50	55	62	65	62	25
Total Usuarios	Nº	265,489	269,890	277,673	282,880	285,342	282,198	278,200	275,937	279,998

Fuente: Edelap



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Es importante señalar que la categoría BT/G presentada por la empresa representa todos los usuarios de baja tensión excluyendo los residenciales, es decir: Generales, Alumbrado Público, Medianas Demandas y Grandes Usuarios en baja tensión.

Nótese que durante el período 2002 y 2003 se produce un proceso de traslación de grandes usuarios (GUMAs y GUMEs) que se abastecían en el mercado mayorista hacia la distribuidora⁹. Efectivamente, en comparación con el año anterior, el número de clientes facturados por peaje de la red de distribución fue un 60% menor. Esto fue producto de que, al vencimiento de los contratos con las generadoras, los grandes usuarios encontraron mejores condiciones económicas de abastecimiento a través de las distribuidoras cuya tarifa estaba congelada desde principios de 2002. Se espera que con la recomposición del precio de la energía y la tarifa a los distribuidores, esta ventaja relativa se neutralice y esos grandes usuarios vuelvan al MEM.

4.1.2 Análisis Prospectivo

El escenario general que se plantea para la proyección de la demanda presenta algunas características singulares:

- Para los próximos años se prevé un aumento sostenido de la actividad económica con tasas de crecimiento del orden del 4 % promedio. Para el año 2004 el PBI crecería entre un 6 y un 7 %.
- La demanda de energía ha venido acompañando el crecimiento económico en estos últimos tiempos. De superarse las restricciones de oferta en algunos puntos de la cadena energética, se prevé un aumento de los requerimientos de los sectores consumidores.
- En el área de Edelap durante el año 2004 se han venido registrando niveles positivos de variación de la demanda respecto a 2003, aunque se nota cierta desaceleración en los últimos meses. Se prevé que hacia fin de año la demanda crecería entre el 4 – 4.5 %, respecto al año anterior.
- El fenómeno de la desaceleración también se registra cuando se considera la evolución de la demanda de los últimos años, especialmente a partir de 1997/98. Si se tomara la evolución promedio entre 1998 y 2003, la demanda creció un 4.1 %.

A partir de estas consideraciones se prevé que la evolución de la demanda aumentará en el año 2005 alrededor del 4 %, pudiendo bajar levemente, dependiendo de la evolución general de la economía y los ingresos de los agentes, en el año 2006 (3.6 %).

Un mayor o menor incremento de la demanda tiene, obviamente, impacto directo sobre los ingresos. Pero también lo tiene sobre los gastos, especialmente los de capital (inversiones). A nivel operativo, los gastos corrientes son relativamente fijos respecto a los kilovatios hora vendidos, por lo cual no se esperan grandes variaciones que no sean motivadas por un aumento de los precios de la economía. En cuanto a las inversiones, un mayor o menor nivel de crecimiento puede dar lugar a adelantamientos o postergaciones, respectivamente del plan previsto originalmente.

⁹ Este efecto, que se ha verificado en general en otras jurisdicciones del país, ha producido que de la totalidad de la energía comercializada la participación del mercado a término haya disminuido sistemáticamente desde 2002 en adelante.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Demanda Total Area Edelap Período 2004 – 2006

Demanda Area Edelap	2004	2005	2006
Valores físicos (GWh/año)	2,558	2,660	2,755
Variación respecto año ant.	4.0%	4.0%	3.6%

4.2 PROYECCIONES DE INGRESOS Y COSTOS

La información utilizada como base para estos informes fue la recopilada por la ex - Comisión de Renegociación de Obras y Servicios Públicos (CRCOySP) durante los años 2002 y 2003, la UNIREN durante 2003 y 2004, los Balances Contables publicados por Edelap e información relevante del propio conocimiento del Equipo Técnico. Este informe está relacionado con los anteriores preparados por el Equipo Técnico de la UNIREN.

4.2.1 Ingresos

Para la determinación de las proyecciones de ingresos se ha considerado como base la información presentada por la empresa a partir de Abril de 2002 y las actualizaciones resultantes de las solicitudes formuladas por la ex – CRCOySP y la UNIREN. Para el año 2003 los ingresos informados por la empresa se resumen a continuación:

Ingresos por Actividad – Año 2003 En Miles de Pesos

Ventas	Miles de \$
Residencial	41,070
General	15,891
Alumbrado Público	4,990
Medianas Demandas	12,726
Grandes Demandas - BT	12,409
Grandes Demandas - MT	10,713
Grandes Demandas - AT	1,093
Peajes - BT	609
Peajes - MT	1,799
Peajes - AT	2,356
Aportes Patronales	-
Otros Ingresos Actividades Reguladas	1,501
Otros Ingresos Actividades No Reguladas	6,782
Deudores Incobrables	-2,916
Otras provisiones	-
Total Ingresos	109,023

De la información detallada se destaca la participación relativa de la recaudación proveniente de usuarios residenciales en relación con la de los clientes de medianas y grandes demandas. En el año 2003 la facturación de usuarios residenciales representa el 37.7% del total facturado.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Por otro lado, puede observarse que, en relación con las transportistas, las distribuidoras de energía eléctrica perciben, en términos relativos, bajos niveles de ingresos no regulados (en el caso de Edelp estos representan el 6.2% de los ingresos totales). En el cuadro siguiente se detallan los ingresos informados por la empresa.

Ingresos Regulados y No Regulados: Período 1999 – 2003
En Miles de Pesos

	1999	2000	2001	2002	2003
Residencial	39,535	44,011	40,316	37,152	41,070
General	15,421	17,192	15,966	14,907	15,891
Alumbrado Público	4,633	5,079	4,859	4,565	4,990
Medianas Demandas	10,909	12,774	12,640	11,994	12,726
Grandes Demandas - BT	9,734	11,596	11,578	11,116	12,409
Grandes Demandas - MT	5,241	6,597	5,112	7,402	10,713
Grandes Demandas - AT	0	0	0	-	1,093
Peajes - BT	614	674	742	790	609
Peajes - MT	2,960	2,986	2,843	2,182	1,799
Peajes - AT	2,011	2,419	2,178	2,208	2,356
Aportes Patronales	0	0	0	-	-
Otros Ingresos Actividades Reguladas	2,453	2,125	1,848	1,103	1,501
Otros Ingresos Actividades No Reguladas	6,153	4,559	6,533	5,609	6,782
Deudores Incobrables	-1,276	-1,761	-1,084	-3,400	-2,916
Otras provisiones	-1,300	0	0	-	-
Total Ingresos	97,088	108,252	103,531	95,627	109,023

Del cuadro anterior se desprende que los ingresos por distribución de electricidad presentan cierta regularidad, sin embargo puede observarse para los años 2002 y 2003 un incremento considerable en las provisiones por deudores incobrables, que puede atribuirse a una reducción de los niveles de cobranza resultante de la crisis social que afectó al país.

En cuanto a la estructura de mercado, en el cuadro siguiente se muestra la evolución de la energía facturada a clientes cautivos y la energía que grandes usuarios del área de Edelp transan en el MEM.

Facturación a Clientes Propios y del MEM
Período 1995 – 2003 – En GWh

Facturación		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Residenciales	GWh	402.6	428.8	438.6	471.3	513.3	536.8	538.0	524.1	533.2
Otros Clientes en BT	GWh			428.3	420.2	437.3	468.7	476.5	454.8	478.7
Media Tensión	GWh	612.3	473.6	85.6	92.5	91.7	103.8	86.7	131.3	196.5
Alta Tensión	GWh			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.1
Facturación Clientes Propios	Gwh	1014.9	902.4	952.4	983.9	1042.3	1109.3	1101.2	1110.2	1239.6
Clientes MEM en BT	GWh	291.1	474.7	584.8	661.7	716.0	808.8	752.9	780.2	777.7
Clientes MEM en MT	GWh	59.1	135.2	142.4	160.8	167.4	146.8	161.5	111.9	95.3
Clientes MEM en AT	GWh	0.0	0.0	0.1	6.5	13.7	14.5	19.8	19.2	15.1
Energía Clientes MEM	GWh	350.2	609.9	727.3	829.0	897.0	970.1	934.2	911.3	888.1
TOTAL	GWh	1365.1	1512.3	1679.7	1812.9	1939.3	2079.3	2035.4	2021.6	2127.7



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Variación de la Facturación a Clientes Propios y del MEM Variación Porcentual Respecto al Año Anterior

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Energía Clientes Propios	-11.1%	5.5%	3.3%	5.9%	6.4%	-0.7%	0.8%	11.7%
Energía Clientes MEM	74.1%	19.3%	14.0%	8.2%	8.1%	-3.7%	-2.4%	-2.6%
TOTAL	10.8%	11.1%	7.9%	7.0%	7.2%	-2.1%	-0.7%	5.3%

En los últimos años se puede observar que, tanto por el efecto del proceso recesivo de 2001/2002 y como por la traslación al mercado propio de la distribuidora de los Gumos o Gumes, los clientes que adquirían energía en el MEM registran niveles de demanda cada vez menores. Como efecto complementario, la demanda de los clientes propios aumenta sostenidamente, excepto en 2001.

Con el cambio registrado en los precios de la energía ocurridos en febrero y septiembre de 2004 a lo que se agrega el crecimiento sostenido en la actividad económica, es muy probable aquellos clientes vuelvan a celebrar contratos y dejen de pertenecer a la Distribuidora. En 2004 se han constatado movimientos en este sentido.

Las previsiones que sustentan las proyecciones económico – financieras se detallan a continuación.

Facturación Total Area Edelap En GWh/año

Facturación Area Edelap	2004	2005	2006
Valores físicos (GWh/año)	2,226	2,342	2,442
Clientes Propios	1,210	1,264	1,327
Grandes Clientes MEM	1,017	1,077	1,115
Pérdidas totales	-13.0%	-12.0%	-11.4%

4.2.2 Costos

En cuanto a los costos operativos del período, los valores declarados para el período 1999 – 2003 fueron los siguientes:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Gastos Regulados y No Regulados Período 1999 – 2003 - En Pesos

	1999	2000	2001	2002	2003
Egresos					
Compra de Energía - MEM	22,934	27,575	32,917	29,798	51,472
Compra de Energía - Contratos	19,748	22,169	6,954	11,585	0
Operador Técnico - Fee	3,321	3,573	3,338	3,490	3,849
Tasas ENRE	380	346	401	436	380
Multas ENRE	5,275	6,400	4,225	11,198	4,904
Operación y Mantenimiento					
Sueldos y Cargas Sociales	7,586	9,043	6,812	9,665	9,323
Honorarios y Consultoría	139	680	14	109	89
Costos Generales O&M Activ. Regulada	3,547	3,228	3,258	2,895	3,850
Costos Generalos O&M Activ. No Regulada	2,136	2,322	2,533	2,555	3,660
Administración y Comercialización					
Sueldos y Cargas Sociales	4,085	4,869	4,541	5,663	5,570
Honorarios y Consultoría	1,004	920	796	916	1,328
Costos Generales de Administración	1,474	1,143	1,335	2,695	3,707
Costos Generales de Comercialización	1,976	2,837	3,197	3,250	3,264
Total Egresos	73,605	85,107	70,320	84,256	91,395

Compras de Energía

La evolución histórica de las compras de energía de Edelap se presenta en el cuadro siguiente.

COMPRA DE ENERGÍA 1999-2003

Compras MEM	1999	2000	2001	2002	2003
Valores físicos (GWh/año)	1,266	1,336	1,353	1,400	1,570
Valores Monetarios (Millones \$)	43.29	48.18	42.85	41.83	51.68
Precio Promedio (\$/MWh)	34.20	36.08	31.66	29.88	32.91

Fuente: Elaboración propia sobre datos de Edelap, Secretaría de Energía y CAMMESA.

De este cuadro se desprende que la compra tuvo una tendencia de continuo crecimiento, más allá de la crisis que atravesó el país. Nótese que aún en el año 2002 la compra aumenta (3.4%) y en 2003 el salto cuantitativo es mucho mayor (12%). Ello como resultado de la no-renovación de algunos contratos entre generadores y grandes usuarios, quienes han vuelto a formar parte de los clientes cautivos de las empresas distribuidoras, debiendo comprar en el mercado estacional la energía que antes se transaba en el mercado a término.

Desde otro punto de vista, esto se refleja en la reducción de los ingresos por peaje entre los años 2002 y 2003.

A los efectos de proyectar las compras de energía para los años de transición se partió de:

- La evolución prevista de la demanda global del Área de Edelap, incluyendo tanto los clientes cautivos como los que realizan transacciones directamente en el MEM.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- La evolución de las pérdidas totales del sistema.

Para los próximos años se prevé que aquellos Grandes Usuarios que durante 2002 – 2003 no renovaron contratos con Generadores, vuelvan a dejar de ser usuarios cautivos de la distribuidora y se abastezcan nuevamente en el mercado a término. Por ello, la evolución de la compra registra aumentos muy leves respecto a los registrados en 2003.

Asimismo, los precios medios de abastecimiento fueron ajustados en función de las resoluciones de precios estacionales de la Secretaría de Energía vigentes desde Febrero y Septiembre de 2004.

En relación con las pérdidas totales, la relativa estabilización de la situación económico-social podría traducirse en una disminución de las pérdidas (proyectadas a un promedio del 13% anual).

A partir de este análisis se proyectó el costo de compra de energía para los años 2004 a 2006, ilustrada en el cuadro siguiente.

COMPRA DE ENERGÍA 2004-2006

Compras MEM	2004	2005	2006
Valores físicos (GWh/año)	1,540	1,601	1,659
Valores Monetarios (Millones \$)	66.73	80.64	83.64
Precio Promedio (\$/MWh)	43.34	50.35	50.43

Gastos en Personal

Durante los años previos a la crisis de fines de 2001, Edelap enfrentó un fuerte proceso de reducción de personal. Ello se evidencia a través de la cantidad de empleados (de 503 en 1999 a 419 en 2001) y por el monto de indemnizaciones pagadas durante esos años (\$ 0.97 millones en 2000 y \$1.72 millones en 2001).

De acuerdo con los valores informados, la evolución del gasto en salarios se presenta en el cuadro siguiente:

GASTOS EN PERSONAL(*) 1999 - 2003

GASTOS EN PERSONAL	1999	2000	2001	2002	2003
Salarios Totales (Millones \$)	11.67	13.91	11.35	15.33	14.89
Cantidad de Empleados (N°)	503	479	419	421	429
Salario Medio (\$-año/empleado)	23203	29045	27095	36408	34714
Indice 2001 = 100			100	134	128

(*) Se incluyen sólo los gastos asignados a resultados. No incluye el gasto en personal asignado a la actividad no regulada.

Los valores registrados para los últimos años presentan ciertas particularidades que vale la pena destacar. En primer lugar es de notar que el valor de salarios presentados en el Anexo H de los Estados Contables Auditados de EDELAP no representa la totalidad de la masa salarial, ya que



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

una porción de la misma se encuentra capitalizada (aproximadamente el 27%) ni se incluye la parte asignada a la actividad no regulada.

De acuerdo con lo informado por la empresa, los gastos en personal han aumentado en términos corrientes especialmente durante los años 2002 y 2003. En ello influyeron los aumentos otorgados a través de disposiciones gubernamentales, los que otorgó la propia empresa y algunas reformas en la organización interna de la Compañía.

A partir de la información presentada por la empresa la composición de la masa salarial fue, para el año 2001, la siguiente:

**COMPOSICION DE LA MASA SALARIAL
AÑO 2001 – En miles de Pesos**

Conceptos		Año 2001
Masa salarial total	(a)	17,542
Indemnizaciones	(b)	1,721
Neto de indemnizaciones	(c) = (a - b)	15,821
M.O. Capitalizable	(d)	4,849
Total asignado a Resultados	(e) = (a - d)	12.693
M.O. No regulada	(f)	1,170
Total Regulado	(g) = (c-d-f)	9,802

La diferencia entre este último valor \$ 9.8 millones y los \$ 11.35 informados en el cuadro anterior se explican por el valor de las indemnizaciones (\$ 1.72 millones) y diferencias en el cómputo de cargas sociales (\$ -0.17 millones).

A fin de tomar como año de referencia al 2001 deben hacerse algunas precisiones ya que el mismo es un período particular dentro de la historia reciente de Edelap.

- En primer lugar, no debe convalidarse como gasto ordinario o normal el monto pagado por indemnizaciones ya que el mismo no es un gasto recurrente y señalaría a priori que la empresa no ha optimizado su planta de personal. Nótese que a partir de ese momento, se ha mantenido el nivel de personal en forma más o menos estable.
- En segundo lugar, al inicio de 2001 Edelap contaba con 479 empleados y a fines de 2001, un total de 419. Es evidente que tal disminución debió hacerse con cierto ordenamiento y siguiendo un sendero definido¹⁰. Por tal motivo, la masa salarial de 2001 contiene una determinada cantidad de salarios pagados a empleados que a partir de 2002 no figuraban en su nómina.

Para una correcta estimación de la masa salarial previa a la crisis, será necesario deducir el valor de las indemnizaciones y el valor de esos salarios del personal que no figura en la plantilla a fines de 2001.

¹⁰ Se estima para dicho proceso una extensión de aproximadamente 90 días en el que la planta se fue reduciendo en forma escalonada, a razón de 20 empleados por mes.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

MASA SALARIAL NETA AÑO 2001 – En miles de Pesos

Conceptos		Valores
Masa salarial total neta de Indemniz.	(a)	15,821
Salarios de 60 empleados durante 3 meses	(b)	378
Masa salarial neta	(c) = (a - b)	15,443
Salario Medio	\$-año/empl.	36,857

A fin de fijar una base sobre la cual elaborar una proyección razonable de los costos de personal de la empresa, se tomó como valor de referencia el costo total promedio de personal de 2001 (tomando ambos costos salariales, capitalizados o no) netos de indemnizaciones por despidos. Esto implica que el valor del costo salarial para Edelap en 2001 sería de \$36.857 por año por empleado. Esta cifra se ubica dentro de un rango de razonabilidad para este tipo de empresas.

Sin hacer un juicio de valor sobre el nivel absoluto de costo medio por empleado, debe tenerse en cuenta que los niveles salariales del personal del sector eléctrico se encuentran por encima del promedio de las otras ramas de la economía, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Estructura de Salarios por Sector Datos del Período Mayo 1994 - Mayo 2003

Concepto	Periodo My.94/My.03	May-03
Promedio	100	100
Rama		
Industria manufacturera	107	115
Electricidad, gas y agua	154	188
Construcción	80	70
Comercio, restaurantes y hoteles	84	79
Transporte, almacenaje y comunicaciones	112	118
Establecimientos financieros, seguros y otros	144	139
Servicios comunales, sociales y personales	92	93

Fuente: Elaboración propia sobre datos de la EPH del INDEC de Mayo 1994 - Mayo 2003 y del Ministerio de Trabajo de la Nación.

La totalidad de las empresas afirman que la aplicación del Decreto PEN N° 392/03 tiene un impacto significativo en la ecuación económico - financiera de la empresa. Sobre la base de estudios particulares, se concluye que a partir de mediados de 2002 y hacia fines de 2003 se han producido aumentos en los salarios que llegan al 30 %.

En general, las compañías han acordado aumentos parciales postergando la aplicación integral del Decreto. Es probable que visto la exigibilidad y la presión que se está manifestando en algunos ámbitos para recuperar parte de la pérdida real que tuvieron los salarios durante los años posteriores a 2001, traiga como consecuencia una mejora de los niveles remuneratorios para los próximos años.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Sobre esta hipótesis se proyectaron los valores para los años 2004 – 2005 – 2006 para lo cual se ha formulado un escenario en el que los salarios medios recuperan la pérdida de poder adquisitivo. Los valores estimados para el período proyectado son los que se detallan en el cuadro siguiente:

Gastos en Personal: 2004 – 2006

GASTOS EN PERSONAL	2001	2004	2005	2006
Masa Salarial Total	15.44	20.35	23.14	23.14
Salarios Totales (Millones \$)	11.17	14.72	19.43	19.43
Cantidad de Empleados (N°)	419	429	429	429
Salario Medio (\$-año/empleado)	36857	47434	53932	53932
Indice 2001 = 100	100	129	146	146

Operador Técnico

De acuerdo con la información suministrada para el período 1999 – 2003 Edelap ha contabilizado dentro de los gastos la remuneración al Operador Técnico (entre \$ 3.3 y 3.8 millones por año).

En ocasión de la revisión tarifaria para las empresas de transporte en los años 1998/2000, los montos previstos para el pago del Operador Técnico no fueron reconocidos por el ENRE para el cálculo de la tarifa. Siguiendo con esa línea y atendiendo a las mismas razones sostenidas por el Regulador, no se ha considerado -dentro de los gastos futuros- una partida especial para el pago al Operador Técnico.

Gastos Generales de Operación, Mantenimiento y Administración y Honorarios y Servicios Contratados

Estos gastos muestran durante la etapa previa a la crisis de fines de 2001 valores irregulares que pueden justificarse por factores aleatorios, en especial eventos climáticos y/o gastos no recurrentes.

Gastos Generales de Operación, Mantenimiento, Administración y Honorarios y Servicios Contratados - Período 1999 - 2003 **En Miles de Pesos**

GASTOS O&M Y A&C Y HONORARIOS	1999	2000	2001	2002	2003
Honorarios y Serv. Contratados	1143	1600	810	1026	1418
Gastos Generales O&M y A&C	8594	9169	9554	9607	11694
Impuestos, tasas y contribuciones	539	362	769	1789	2787
Tasas ENRE	380	346	401	436	380
Total (Miles \$)	10656	11476	11533	12857	16278

Los gastos efectuados en los años 2002 y 2003 están afectados por el incremento general de precios luego de la salida de la Convertibilidad. En general todas las empresas adoptaron una política restrictiva de gastos, especialmente en el año 2002. A partir de los últimos meses de este año y durante el 2003 se evidenció una recomposición de los gastos tendientes a recuperar los niveles de operación previos a la crisis.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

El aumento correspondiente al concepto “Impuestos, tasas y contribuciones”, responde al impacto del “Impuesto al Cheque” sobre las transacciones financieras.

A fin de aproximar la evolución teórica de los gastos se ha estimado una estructura de costos cuya definición y evolución se muestra en el cuadro siguiente:

**Estructura de Costos y Evolución Porcentual Promedio
Respecto al Año 2001**

Tipo de Ajuste	Estructura	2002	2003	2004	2005
Tipo de Cambio	2.8%	212%	195%	194%	197%
IPIM	20.8%	83%	116%	133%	141%
IPC	3.8%	27%	45%	51%	54%
Gas Oil	0.1%	78%	138%	145%	153%
Salarios	50.2%	3%	16%	28%	30%
Ingresos	22.4%	0%	0%	0%	26%
Total	100.0%	26%	39%	49%	58%

El hecho que Edelpap no haya atravesado ninguna revisión tarifaria desde el inicio de la concesión limita el análisis de los costos eficientes del servicio. De todas formas, en análisis preliminares efectuados por los consultores encargados de analizar el desempeño de la empresa no surgen cuestionamientos mayores al nivel y estructura de los gastos.

Se han considerado como razonables los gastos promedio del período 1999 - 2001 (\$ 12.60 millones). Si se aplicaran estrictamente los valores indexados se deberían prever gastos acrecentados entre un 49 y 58 % para el período 2004 – 2005, determinados por la matriz de incidencias presentada anteriormente. Sin embargo, durante el Período de Transición se ha previsto que la empresa emprende un programa de racionalización y un ajuste general de las erogaciones a fin de alcanzar niveles de eficiencia superiores. Ello se realiza en un contexto donde las postergaciones en la ejecución de cierto tipo de tareas debería compensarse con mayores gastos en los años venideros. Se estima que la mejora en la eficiencia lleva a reducir los gastos en un 4 % en el año 2005 (sin contar el no-reconocimiento del gasto del Operador Técnico, que elevaría el valor al 23 %).

**Gastos Generales de Operación, Mantenimiento, Administración y
Honorarios y Servicios Contratados
Período 2004 – 2006 - En Miles de Pesos**

GASTOS O&M Y A&C Y HONORARIOS	2004	2005	2006
Honorarios y Serv. Contratados	1207	1231	1231
Gastos Generales O&M y A&C	10907	11259	11376
Previsiones por deudores incobrables	3173	2443	2607
Impuestos Tasas y Contribuciones	3039	3938	4230
Tasas ENRE	436	548	558
Total (Miles \$)	18761	19418	20002



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Costos de la Actividad no Regulada

Para el caso de las distribuidoras de energía eléctrica, tanto los costos como los ingresos de la actividad no regulada resultan marginales en función de la actividad regulada. Por este motivo se trataron ambas actividades en conjunto, sin establecer diferencias.

Resumen de Gastos Previstos

De acuerdo con los criterios explicitados en los puntos anteriores, se prevén gastos operativos relativamente estables en la medida que los precios y costos de la economía se mantengan estables. Los valores proyectados se exponen en el cuadro siguiente:

Gastos Totales – Período 2004 – 2006 En Millones de Pesos

GASTOS PREVISTOS	2004	2005	2006
Compras de Energía	66.73	80.64	83.64
Gastos en Personal (neto de capitalización)	14.72	19.43	19.43
Operador Técnico	0.00	0.00	0.00
Honorarios y Servicios Contratados	1.21	1.23	1.23
Gastos Generales de O y M y A y C	10.91	11.26	11.37
Impuestos Tasas y Contribuciones	3.04	3.94	4.23
Previsiones por deudores incobrables	3.17	2.44	2.61
Tasas Enre	0.44	0.55	0.56
Total Gastos	100.22	119.50	123.07

Margen Operativo

A partir de la información de ingresos y egresos, se calculó el margen operativo¹¹ obtenido en el período 1999 – 2003. Se constata que el margen operativo se redujo en los años posteriores a la crisis, pasando de niveles superiores a los \$23 millones, a \$11.3 y \$17.7 millones en los años 2002 y 2003, respectivamente.

Margen Operativo – Período 1999 – 2003 En Miles de Pesos

	1999	2000	2001	2002	2003
Ingresos	97,088	108,252	103,531	95,627	109,023
Egresos	73,605	85,107	70,320	84,256	91,395
Margen Operativo	23,483	23,144	33,211	11,371	17,627

Se destaca particularmente el margen del año 2001 que supera ampliamente el registrado en años anteriores debido a una baja muy importante de los costos, especialmente del costo de compra de energía.

¹¹ Margen operativo definido como la diferencia entre ingresos y egresos, regulados y no regulado.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

4.2.3 Inversiones

Niveles históricos y proyectados

De acuerdo con el requerimiento formulado por la Unidad a fines de 2003, la empresa presentó la evolución histórica de sus inversiones y una proyección para el período 2004 – 2008. Una síntesis de dicha presentación se detalla en los cuadros siguientes:

Plan de Inversiones 1993 – 2003 En Miles de Pesos

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997
Subestaciones	105	568	725	669	1,613
Redes de Alta tensión	18	520	931	674	669
Redes de Media tensión	-	3,020	1,372	2,036	6,497
Redes de Baja y Conexiones	1,662	1,672	3,764	7,395	10,952
Cámaras, Transformadores y Plataformas	491	1,046	167	61	-
Bienes eléctricos	2,276	6,826	6,960	10,835	19,731
Rodados	1,099	227	643	581	363
Sistemas y equipos de computación, Muebles y útiles y Redes de Comunicación	399	1,824	681	900	1,380
Aparatos y herramientas	152	92	123	107	179
Inmuebles y Terrenos.	118	175	685	2,796	217
Bienes no eléctricos	1,768	2,318	2,132	4,384	2,139
TOTAL	4,044	9,144	9,092	15,218	21,870

Concepto	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Subestaciones	1,611	607	877	1,018	117	585
Redes de Alta tensión	2,190	-	-	72	311	272
Redes de Media tensión	4,167	3,053	2,393	3,820	1,110	2,078
Redes de Baja y Conexiones	12,160	7,573	6,025	10,376	3,532	7,607
Cámaras, Transformadores y Plataformas	1,150	967	1,643	1,950	1,492	1,936
Bienes eléctricos	21,277	12,200	10,938	17,236	6,563	12,477
Rodados	608	(136)	445	58	512	59
Sistemas y equipos de computación, Muebles y útiles y Redes de Comunicación	436	5,514	3,075	743	1,710	668
Aparatos y herramientas	7	94	595	(371)	13	7
Inmuebles y Terrenos.	15	3,219	624	18	27	2
Bienes no eléctricos	1,067	8,692	4,739	448	2,263	736
TOTAL	22,343	20,892	15,677	17,684	8,826	13,214



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Plan de Inversiones 2004 – 2008
En miles de Pesos

Instalacion	Objeto	INVERSIÓN ANUAL				
		Año 2004	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008
Redes, Subestaciones y Centros	Satisfacción Demanda	6,772	8,463	5,848	15,400	12,120
	Reposición	4,625	3,134	3,254	3,051	2,622
	Seguridad y M. Amb.	3,256	2,744	3,082	3,055	2,944
	Control de Pérdidas	1,124	905	905	905	905
	Calidad de Producto	420	420	420	420	420
Equipamiento No Eléctricas	Calidad de Servicio	1,469	1,849	1,474	1,544	8,440
	Incorporacion	1,238	1,076	1,076	1,238	1,076
	Reposición	2,189	1,956	2,131	1,629	1,551
Total		21,093	20,547	18,190	27,242	30,078

Durante la ronda de conversaciones mantenidas con la empresa, se solicitó una evaluación de las inversiones críticas que deberían llevarse a cabo en el año 2005. La compañía informó de un plan de ampliaciones en el área rural que requerían recursos adicionales a los que se recibían de la tarifa uniforme que hoy cobra la empresa. El plan propuesto por la empresa, tanto de inversiones ordinarias como el extraordinario para el área rural se presenta en los cuadros siguientes:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Plan de Inversiones 2005 En miles de Pesos

Nivel Tensión	Categoría	Descripción	Detalle	Zona	2005 (M\$)
MT	Demanda / Estructura de Red	Tendido de 2 nuevos aliment. 13,2 kV desde SE Digue	2 alimentadores 13,2 kV hacia la zona de Berisso	Berisso / Ensenada	127
MT	Demanda / Estructura de Red	Repotenciación SE Rocha	13,2 kV / Red MT asociada	La Plata Urbana	2.827
AT	Demanda / Estructura de Red	Repotenciación SE Rocha AT	3 x 40 MVA - 132 / 13,2 kV	La Plata Urbana	0
MT	Demanda / Estructura de Red	2da sección de 13,2 kV en SE La Plata (132 / 13,2 kV)	Nuevo Tr 40 MVA / Nuevas Celdas de 13,2 kV / Red MT asociada	La Plata Urbana	0
Subtotal Demanda / Estructura de Red					2,954
AT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Plan Reemplazo de Descargadores Red AT	Reemplazo de Descargadores red AT	Red AT	69
AT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Plan Reemplazo de Interruptores red de 132 kV	Intorr. tripolares 132 kV	Red AT	104
AT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Plan de reemplazo de Protecciones - red de 132 kV	Protecc de distancia, telep., baterías, diferenc y maximales / Equipo de Tq Delta / Valija de prueba	Red AT	264
AT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Actualización Sistema SCADA	Adecuación (upgrade) sistema Scada	Red AT / MT	414
AT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Comunicaciones	Implementación de sistemas de enlaces varios	Red AT / MT	270
MT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Plan de Recambio de Tramos de Aliment. Subterráneos MT	Reemplazo de tramos varios	Bsso/Ens- LPU	730
MT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Instalac Equipos de Maniobras y Telecomandos - Red MT	Reconectadoras/seccionalizadores/seccionadores bajo Carga	Bsso/Ens- LPU	0
MT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Instalac Equipos de Maniobras y Telecomandos - Red MT	Reconectadoras/seccionalizadores/seccionadores bajo Carga	Rural	85
MT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Tendido de LAMT 33 kV	Tendido de 25 km de línea de 33 kV (anillado)	Rural	0
MT	Mejora de Red / Calidad de Servicio	Tendido de LAMT 13,2 kV	Tendido Neutro (12 km) zona Bawo - El Pino	Rural	40
Subtotal Mejora de Red / Calidad de Servicio					1,975
AT	Mejora de Red / Rehabilitación	Reposición parcial Red Aérea AT	Red aérea AT	Red AT	150
MT	Mejora de Red / Rehabilitación	Reposición parcial Red Aérea MT	Red aérea MT y BT	Bsso/Ens- LPU	696
MT	Mejora de Red / Rehabilitación	Reposición parcial Red Subterránea MT y BT	Red subterránea MT y BT	Bsso/Ens- LPU	1.003
MT	Mejora de Red / Rehabilitación	Reposición parcial Red Aérea MT	Red aérea MT y BT	Rural	150
BT	Mejora de Red / Rehabilitación	Atención de Reclamos "con luz"	Reposición elementos y conductores Red BT	Todas	394
Subtotal Mejora de Red / Rehabilitación					3,472
BT	Mejora de Red / SVP	Plan de Islas (urbana)	Rehabilitación de red BT de islas aéreas / subterráneas	Bsso/Ens- LPU	660
BT	Mejora de Red / SVP	Plan de Islas (rural)	Rehabilitación de red BT de islas aéreas / subterráneas	Rural	0
MT	Mejora de Red / SVP	Tendido de LAMT 13,2 kV - LAMT 13,2 kV existente	Reemplazo de 19 km LAMT Atalaya (riesgo SVP)	Rural	95
BT	Mejora de Red / SVP	Plan de Resolución de Anomalías por SVP	Rehabilitación red de BT asociada a anomalías	Bsso/Ens- LPU	552
Subtotal Mejora de Red / SVP					1,327
BT	Atención de Demandas Puntuales	Atención de Crecimientos Puntuales en área Urbana	Estimación anual de Obras p/ Atención de Crecim. Puntuales	Bsso/Ens- LPU	1,773
MT	Atención de Demandas Puntuales	Repotenc. de CT's y Nras Cámaras/Plataf. MT/BT	Repot., Montaje de nuevas Plataf., nuevas Cámaras	Bsso/Ens- LPU	676
MT	Atención de Demandas Puntuales	Repotenc. de CT's y Nras Plataf. MT/BT	Repot., Montaje de nuevas Plataformas MT/BT	Rural	68
BT	Atención de Demandas Puntuales	Atención de Crecimientos Puntuales Futuros en área Rural	Estimación anual de Obras p/ Atención de Crecim. Puntuales	Rural	162
MT	Atención de Demandas Puntuales	Atención de Crecimientos Puntuales Remanentes	(Clientes con solicitud y Reclamo ENRE)	Rural	0
MT	Atención de Demandas Puntuales	Instalación de Centros de Rebajas de 33/13,2 kV	Centros de Rebajas de 33/13,2 kV varios	Rural	0
MT	Atención de Demandas Puntuales	Cambio de secciones de alimentadores troncales	Cambio de sección de alimentador troncal 19413	Rural	0
MT	Atención de Demandas Puntuales	Repotenciaciones Varas	Repotenciación CT cooperativa Brandsen / CT Arditi	Rural	0
BT	Atención de Demandas Puntuales	Medidores	Compra de Medidores	Todas	807
Subtotal Atención de Demandas Puntuales					3,484
No Eléctrico	Otros Proyectos / Inmuebles y Mejoras en edificios	Oficinas en Predio de 520	Reubicación oficina técnica por obra Subestación Rocha	LPU	136
No Eléctrico	Otros Proyectos / Inmuebles y Mejoras en edificios	Mantenimiento de Instalaciones Edilicias	Trabajos de mant. preventiva y correctivo en edificios	Todas	76
No Eléctrico	Otros Proyectos / Ambientales	Transformadores contaminados con PCB	Reemplazo / Descontaminación (175 Transform.MT/BT)	Todas	0
No Eléctrico	Otros Proyectos / Ambientales	Depósito para Transformadores contaminados con PCB	Construcción Depósito para Transform. con PCB	-	41
No Eléctrico	Otros Proyectos / Equipamiento y Vehículos	Recambio de Flota de Vehículos	Recambio vehículos	-	243
No Eléctrico	Otros Proyectos / Pérdidas No Técnicas (PNT)	Disminución de Pérdidas No Técnicas (PNT)	Disminución del fraude / normalización de clientes	-	851
No Eléctrico	Otros Proyectos / Sistemas	Sistemas	Inversiones Varias Sistemas	-	450
Subtotal Otros Proyectos					1,797
TOTAL				15,009	

BT: Baja Tensión; MT: Media Tensión; AT: Alta Tensión



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

**AMPLIACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EN EL AREA RURAL.
LISTADO DE SUMINISTROS ALCANZADOS
En Pesos**

CLIENTE	Zona	Sub Zona	\$
Goyry Luis	Mag	Vergara/ferrari	67.900
Vergara Martin	Mag	Vergara/ferrari	1.500
Vergara Ricardo	Mag	Vergara/ferrari	1.500
Jaime Juan Carlos	Mag	Vergara/ferrari	109.400
Perazzo Emilio	Mag	Vergara/ferrari	51.300
Labaronie Raul Alfredo	Mag	Vergara/ferrari	150.900
Iturriaga Luis	Mag	Vergara/ferrari	117.700
Esc. 26"Constituyentes de 1853"	Mag	Vergara/ferrari	1.500
Estancia "La Josefina"	Mag	Vergara/ferrari	1.500
Bergotto Oscar Pedro	Mag	Vergara/ferrari	34.700
Salgado Benito	Mag	Vergara/ferrari	34.700
Astoreca Juan	Mag	Vergara/ferrari	84.500
Vallarino Marta Castrillón de	Mag	Vergara/ferrari	67.900
Burgui Carlos " Haras El Bagual"	Mag	Vergara/ferrari	117.700
Vazquez María Fernanda	Mag	Vergara/ferrari	1.500
Dagrosa	Mag	Vergara/ferrari	1.500
Franseschini Ferrupcio Albino	Mag	Vergara/ferrari	14.780
Turner Miguel	Mag	Vergara/ferrari	18.100
Thompson Enrique	Mag	Vergara/ferrari	1.500
Menzel Santiago	Mag	Vergara/ferrari	184.100
Núñez Robarto Ismael	Mag	Vergara/ferrari	51.300
Maureen Ines de Hiba	Mag	Vergara/ferrari	51.300
Calmet Norberto	Mag	Vergara/ferrari	23.080
Gonzalía José	Mag	Vergara/ferrari	26.400
Requelme Maria Elisa	Mag	Vergara/ferrari	1.500
San Bosco	Mag	Vergara/ferrari	18.100
Bove Juana Zorrilla	Mag	Vergara/ferrari	67.900
Haubman	Mag	R 36	200.700
Espada Antonio	Mag	R 36	1.500
Jaimerena Francisco	Mag	R 36	1.500
Vidal Orentino	Mag	Oliden	67.900
Morquechio Mónica	LP	Oliden	92.800
Parisi Claudio	LP	Oliden	1.500
Crespo José Luis	Mag	Oliden	34.700
Zubieta Santiago	Brand	Oliden 2	217.300
Russo	Brand	Oliden 2	1.500
Chiaramberro	Brand	Oliden 2	1.500
Mendez	Brand	Oliden 2	1.500
Miotti	Brand	Oliden 2	1.500
Piñeiro	Brand	Oliden 2	1.500
Hernandez	Brand	Oliden 2	1.500
Otero Carlos Alberto	Mag	Dispersos	26.400
Gutierrez Ruben Fernando	Mag	Dispersos	51.300



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

**AMPLIACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EN EL AREA RURAL.
LISTADO DE SUMINISTROS ALCANZADOS (Continuación)
En Pesos**

CLIENTE	Zona	Sub Zona	\$
Salgado Benito	Mag	Dispersos	18.100
Urrutia Horacio (Don Lucas)	Mag	Dispersos	34.700
TAJ S.A.	Mag	Dispersos	101.100
Caneva Fernando	Mag	Dispersos	9.800
Maugeri	Mag	Dispersos	26.400
Las Calandrias(La Protanca)	Brand	Dispersos	59.600
Geobatista de Depino María Corina	Mag	Dispersos	71.220
Cipriano José	Brand	Dispersos	26.400
Ctibor	Brand	R 53	64.580
Nagera Roberto Juan	Brand	R 53	1.500
Dellavedova Luis Maria	Brand	R 53	1.500
Zmooling	Veron	Veron	217.300
Galibert Nestor	Veron	Veron	1.500
Federico Norma F. De	Veron	Veron	1.500
Di Francesco Hugo Horacio	Veron	Veron	18.100
Alcat Lorenzo	Veron	Veron	67.900
Giles	Brand	R 53 y 6	250.500
Biongos Daniel Domingo	Brand	R 53 y 6	1.500
Domingo	Brand	R 53 y 6	1.500
Potenza	Brand	R 53 y 6	1.500
Espejo	Brand	R 53 y 6	1.500
Lazcoz Miguel Angel	Brand	R 53 y 6	1.500
Diez	Brand	R 53 y 6	1.500
Marra	Brand	R 53 y 6	1.500
La Rinconada	Brand	R 53 y 6	1.500
Figueroa de Acosta Etelvina	Brand	R 53 y 6	1.500
Santiago Juan Carlos	Brand	R 53 y 6	1.500
Mendez	Brand	R 53 y 6	1.500
Galindez Ana María	Brand	R 53 y 6	1.500
Total \$			2.998.060

Cantidad de Clientes

72

A partir de la ejecución de estos montos de inversión, la empresa estaría en condiciones de asegurar niveles similares de calidad de servicio registrado en los últimos años. De acuerdo con los términos de la Carta de Entendimiento, Edelap informará periódicamente la evolución del Plan de Inversiones.

En forma paralela, se realizó un análisis de la incidencia de distintos factores que influyen en la evolución del costo de los bienes materiales y personales que integran el costo de las inversiones.

Actualización del Valor de los Equipos de Red

Dado que los balances de Edelap no discriminan los diferentes "equipos de red" fue necesario estimar una matriz que desagregue este tipo de información.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

A este fin, se procuró estimar una matriz de incidencias para el rubro “Sistema de Distribución” a partir de la información del sistema físico (kilómetros de líneas, estaciones transformadoras, cámaras y plataformas etc.) proporcionada por la empresa y luego contrastada con el costo de obras típicas a partir de información de catálogo, a los efectos de que pueda considerarse como representativa de los factores considerados (Tipo de Cambio, Índice de Precios Internos al por Mayor, Índice de Precios al Consumidor y Salarios). Los porcentajes se presentan en el cuadro siguiente:

**Redes de Alta Tensión y Subestaciones
Matriz de Incidencias**

	Proporción Sobre Total	U\$D	Salarios	IPIM	IPC
AT	10%	14	16	70	0
MT	38%	37	25	26	12
BT	10%	27	30	30	14
CT	7%	37	18	26	18
SSEE	35%	10	8	82	0
Sistema	100%	24	18	50	7

En este caso, el sistema de distribución se subdivide en Líneas de Alta Tensión (AT), Líneas de Media Tensión (MT), Líneas de Baja Tensión (BT), Centros de Transformación (CT) y Subestaciones Transformadoras (SS.EE.). La proporción sobre el total corresponde a una estimación del valor de cada uno de los ítems sobre el valor total del sistema. A partir de esta proporción se determina la matriz de incidencias general.

Actualización de los bienes de uso excluyendo equipamiento eléctrico.

Para determinar los factores que influyen en el valor de los restantes bienes que integran las instalaciones de EDELAP se consideró la evolución de índices particulares del Sistema de Precios Mayoristas publicado por el INDEC y del Tipo de Cambio. El conjunto de estos bienes representa menos de un 10 % de la totalidad de los bienes contabilizados por la empresa a Diciembre de 2001. Los índices examinados son los siguientes:

**Otros Bienes Excluyendo Equipamiento Eléctrico
Matriz de Incidencias**

Concepto	Indice	Descripción
Comunicaciones	IPIM-32	Equipos y Aparatos de Radio y Televisión
Informática	IPIM-30	Maquinas de Oficina e Informática
Muebles y Útiles	IPIM-36	Muebles y Otros Productos Industriales
Aparatos Herramientas y Varios	IPIM-29	Maquinas y Equipos
Medios de Transporte	IPIM-34	Vehículos Automotores, Carrocerías y Repuestos
Edificios, Instalaciones y Terrenos	ICC Gral.	Indice General de la Construcción
Obras en Ejecución	-	Ponderador Sistema de Distribución
Anticipo a proveedores	-	Ponderador Sistema de Distribución



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Del análisis efectuado se observó que el conjunto de los índices desagregados del Índice de Precios Internos Mayoristas (IPIM) presenta una evolución similar a la registrada por el Nivel General. Dado que, individual y colectivamente, la representatividad de cada concepto no afecta el resultado del conjunto se optó por simplificar la evolución de este grupo de instalaciones asociando su probable evolución al IPIM Nivel General exclusivamente.

Matriz de Incidencias

A partir de los análisis descriptos en los puntos anteriores se elaboró una matriz específica orientada a ajustar el nivel de inversiones propuesto por Edelap. Asumiendo que las inversiones en general están orientadas a cubrir la reposición de los bienes de la empresa, dicha matriz presenta la siguiente estructura:

Matriz de Incidencias Total

Concepto	Valor de Origen 2001 Miles de \$	Porcentaje	Incidencias				
			T. de Cambio	Salarios	IPIM	IPC	ICC
Sistema de Distribución	398,672	90.99%	24.2	18.4	50.0	7.4	0.0
Equipos de Computación	20,730	4.73%	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0
Equipamiento Técnico	1,001	0.23%	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0
Edificios	5,490	1.25%	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
Muebles y Útiles	1,263	0.29%	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0
Rodados	3,618	0.83%	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0
Terrenos	809	0.18%	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0
Obras en Curso	2,904	0.66%	24.2	18.4	50.0	7.4	0.0
Almacenes	3,646	0.83%	24.2	18.4	50.0	7.4	0.0
Anticipo a proveedores	14	0.00%	24.2	18.4	50.0	7.4	0.0
Total	438,148	100.00%	22.4	17.0	52.3	6.9	1.4

Nota: Se define como Valor de origen al valor de los bienes antes de amortizaciones según lo establecido en el Anexo A del Balance 2001 de Edelap.

4.2.4 Amortizaciones

Este rubro se estimó en función a los importes históricos de los bienes de uso, ajustados de acuerdo con las normas contables vigentes en el país.

4.2.5 Intereses de Préstamos

EDELAP informó a la UNIREN que el monto sin cancelar de los pasivos financieros al 31/12/2003 asciende a \$ 71.6 millones. El detalle es el siguiente:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Situación del Endeudamiento al 31-12-03

Entidad	Moneda	Saldo al 31/12/2003	Tasa	Spread
HSBC	U\$D	8,300	Libor	2.5
Bank Boston	Argendolares	23,000	8%	-
Galicia	Argendolares	8,700	8%	-
Galicia	Argendolares	15,000	8%	-
Total Deuda	Pesos	71,600		
Tipo de Cambio		1U\$D=3\$		

Por otro lado, durante las reuniones mantenidas en la UNIREN, la empresa informó que habría llegado a un acuerdo con sus acreedores sobre la reestructuración de su deuda financiera, extendiendo plazos de amortización, reajustando tasas de interés e incluyendo una quita sobre el capital adeudado. No se conocen aún los detalles de dicha reestructuración.

Sin embargo, conviene aclarar que el único objetivo de incluir el valor de la deuda es plantear un escenario que permita estimar el Impuesto a las Ganancias a devengarse. Por ello, se consideró una tasa del 6% anual en pesos y una tasa creciente de 3.5 a 6% en dólares. La amortización del capital se hace en 10 años, sistema francés, por lo que se estima que, de abonarse tasas de interés mayores, el impuesto calculado será menor.

4.2.6 Incremento de la Remuneración

A partir de la evolución de la demanda del Area de Edelap prevista para el año 2005, se consideró un incremento promedio en el costo propio de distribución y cargos de conexión y rehabilitación del 23 % a partir de Febrero de 2005. Dicho aumento no incluye a los usuarios residenciales y representa un incremento del 11.3 % sobre la tarifa media.

Asimismo, a fin de atender la demanda de ampliaciones del sistema de distribución en el área rural, se ha previsto un aumento extraordinario del 5 % en el costo propio de distribución. Dicho aumento tampoco incluye a los usuarios residenciales y representa un incremento del 2.6 % sobre la tarifa media.

En el cuadro siguiente se muestra el cálculo de los impactos sobre la remuneración de Edelap y sobre los Ingresos Totales por Venta de Energía.

IMPACTO DEL INCREMENTO DE LA REMUNERACION

Sector	Mercado GWh/año	Remuneración de Edelap			Ingresos Totales (*)		
		Sin Ajustar MM\$	Ajustado MM\$	Variación %	Sin Ajustar MM\$	Ajustado MM\$	Variación %
Residencial	554	24.8	24.8	0.0%	43.0	43.0	0.0%
Resto	1673	30.6	46.1	50.7%	70.2	85.7	22.1%
Total	2227	55.4	70.9	28.0%	113.2	128.7	13.7%

(*) No incluye el impacto del incremento del costo de la energía y potencia dispuesto a partir de septiembre de 2004.

Estos aumentos permiten cubrir todos los costos operativos considerados en los puntos anteriores, el pago de los impuestos vigentes, y cubrir íntegramente el plan de inversiones previsto.

Los resultados proyectados son:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

INGRESOS: Período 2004 – 2006
En Miles de Pesos

Ingresos	Unidad	2004	2005	2006
Ventas Totales	Miles \$	127,157	161,277	171,573
Venta de Energía		120,937	152,340	162,554
Otros Ingresos		6,220	8,937	9,019
Ventas Físicas	GWh/año	2,226	2,342	2,442
Tarifa Media	\$/KWh	0.054	0.065	0.067

Con este incremento se recompone el margen operativo de la actividad regulada, tal como lo muestra el cuadro siguiente:

Margen Operativo – Período 2004-2006
En Miles de Pesos

Concepto	2004	2005	2006
Ingresos	127,157	161,277	171,573
Egresos	100,217	119,496	123,074
Margen Operativo	26,940	41,781	48,499

Hacia el año 2005 el margen habría aumentado un 57 % respecto a los valores vigentes en el período previo a la crisis (1999 - 2001).

4.2.7 Ajuste de la Remuneración

A fin de evitar que la inflación desequilibre la ecuación económico – financiera de la empresa que se ha recompuesto a partir de esta propuesta de incremento, se ha previsto un mecanismo “disparador” de revisión de costos y de ingresos. Dicho mecanismo funciona a través de una función polinómica que tiene dos estructuras básicas:

- Una de ellas refleja la estructura de costos de explotación que incluye los gastos de operación y mantenimiento y los comerciales y administrativos.
- La otra, refleja un perfil de incidencia de los gastos de inversión.

Se ha planteado un Índice general de variación de costos que se define como la suma ponderada de la variación de los costos de explotación y los costos de inversión. Semestralmente se analiza la evolución del índice y si la variación supera, en más o en menos, el 5 % (cinco por ciento), se lanza un mecanismo de revisión a cargo del Ente Regulador quien determinará la verdadera incidencia de la variación de los costos. La expresión y sus componentes se detallan a continuación:

$$\text{Índice General IVCn} = (\% \text{ PCEXP} * \text{D CEXPn} + \% \text{ PCINV} * \text{D CINVn})$$

Donde:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

%PCEXP = Porcentaje de participación de los costos de explotación, sobre el total de los costos reflejados en la proyección económico - financiera, definido como:

$$\%PCEXP = CEXP / (CEXP + CINV)$$

%PCINV = Porcentaje de participación de los costos del plan de inversiones, sobre el total de los costos reflejados en la proyección económico - financiera, definido como:

$$\%PCINV = CINV / (CEXP + CINV)$$

D CEXP_n = Variación de costos de explotación correspondiente al mes "n" del Período de Transición.

D CINV_n = Variación de costos del plan de inversiones, correspondiente al mes "n" del Período de Transición.

Conceptualmente, la variación de los costos de explotación por un lado y de los costos de inversión por otro puede reflejarse a través de la evolución de diversos indicadores de precios y costos de la economía. Para ello fue necesario diseñar una matriz de incidencia cuyo detalle fuera explicitado en puntos anteriores. A fin de plantear un sistema ágil y transparente esos indicadores deben ser de fácil acceso por todas las partes (Estado, empresa y usuarios) y estar disponible con cierta celeridad para hacer los cálculos en los tiempos previstos.

Los índices serán calculados según las siguientes expresiones:

$$D CEXP_n = a_1 * (IPIM_j / IPIM_{0-1}) + b_1 * (IPC_j / IPC_{0-1}) + g_1 * (ICS_j / ICS_{0-1}) + d_1 * (TC_j / TC_{0-1}) + e_1 * (PGO_j / PGO_{0-1}) + f_1 * (ING_j / ING_{0-1})$$

$$D CINV_n = a_2 * (IPIM_j / IPIM_{0-1}) + b_2 * (IPC_j / IPC_{0-1}) + g_2 * (ICS_j / ICS_{0-1}) + d_2 * (TC_j / TC_{0-1}) + e_2 * (ICC_j / ICC_{0-1})$$

Donde:

- **IPIM** = Índice de Precios Internos al por Mayor elaborado por el INDEC.
- **IPC** = Índice de Precios al Consumidor Nivel General.
- **ICS** = Índice de Salarios elaborado por el INDEC.
- **TC** = Promedio diario del tipo de cambio de referencia - Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense.
- **PGO** = Precio en surtidor del Gas Oil comercializado por Repsol YPF S.A. informado por la Secretaría de Energía.
- **ICC** = Índice de Costo de la Construcción Nivel General elaborado por el INDEC.
- **ING** = Índice de Variación de la Tarifa del CONCESIONARIO.

Los ponderadores (**a₁**, **b₁**, **g₁**, **d₁**, **e₁**, **f₁**, para costos de explotación y **a₂**, **b₂**, **g₂**, **d₂**, **e₂** para costos de inversión) utilizados en la fórmula se obtuvieron a partir de estructuras de incidencia y los valores absolutos de costos de explotación y de inversión planteados en la proyección económico - financiera del año 2005. Un resumen se expone a continuación:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Estructura de Ponderadores

Concepto	Valores en Miles de \$	Estructura Particular	Tipo de Cambio	IPIM	IPC	Gas Oil	Salarios	Ingresos	ICC General
Costos de Explotación (%PCEXP)	38,855	68.3%	1.4%	10.4%	51.9%	0.0%	25.1%	11.2%	0.0%
Gastos en Personal	19,435	50.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Operador Técnico	0	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
G.Grales.O&M y A&C	19,420	50.0%	2.8%	20.8%	3.8%	0.1%	50.2%	22.4%	0.0%
Costos de Inversión (%PCINV)	18,006	31.7%	17.8%	41.6%	26.0%	0.0%	13.5%	0.0%	1.1%
Mano de Obra Capitalizada	3,702	20.6%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Materiales y Otros	14,304	79.4%	22.4%	52.3%	6.9%	0.0%	17.0%	0.0%	1.4%

4.2.8 Resultados de las Proyecciones

En función de lo expuesto anteriormente y considerando el incremento en los ingresos, los resultados proyectados serían los siguientes:

Proyección de Estado de Resultados En Millones de Pesos

EDELAP		2004	2005	2006
Estado de Resultados				
Ingresos por Venta	MM\$	127	161	172
Venta Física	GWh/año	2,226	2,342	2,442
Tarifa Media	\$/kWh	0.054	0.065	0.067
Costos Operativos	MM\$	-100	-119	-123
Resultado Operativo	MM\$	27	42	48
Amortizaciones	MM\$	-24	-26	-26
Res. Oper. antes				
Resultado Financiero	MM\$	2	16	23
Intereses	MM\$	-10	-10	-11
Imp. a las Ganancias	MM\$	0.0	-2	-10
RESULTADO FINAL	MM\$	-8	4	1

Proyección de Flujo de Fondos En Millones de Pesos

Flujo de Fondos		2004	2005	2006
Fuentes (Ingresos de Caja)	MM\$	176	227	245
Usos (Egresos de Caja)	MM\$	-155	-188	-198
Inversiones	MM\$	-13	-18	-19
Excedente de Caja antes del Servicio de la Deuda	MM\$	9	21	28



4.3 COMENTARIOS FINALES

Tal como fuera expresado en los lineamientos generales para el diseño de esta propuesta, la idea subyacente fue la de generar las condiciones necesarias para que el servicio de distribución de electricidad se preste bajo un esquema de equilibrio entre obligaciones y derechos de las partes.

En efecto, se ha procurado que la empresa asuma el compromiso de desarrollar un plan de inversiones y ejecutar los mantenimientos necesarios de modo tal de recomponer los niveles razonables de operación de la red que fueron afectados por las restricciones de caja con que se han manejado las unidades económicas durante estos últimos años.

En este sentido, la estrategia que adoptó el gobierno fue la de normalizar los aspectos más críticos del servicio para luego, restablecidas ciertas relaciones macroeconómicas, avanzar en aquellos aspectos de sustentabilidad y previsibilidad que este tipo de actividades requiere.

Como ha quedado demostrado, con el aumento otorgado, la empresa puede cubrir sus costos operativos y la totalidad del plan de obras comprometido. De esta forma, durante el remanente del período de transición se retoman, casi totalmente, los niveles de actividad y desempeño que la compañía tenía previo a la crisis de fines de 2001.

Una vez cumplidas las obligaciones comprometidas, la empresa puede disponer de un excedente que le permite remunerar su capital. El nivel de dicha remuneración depende no sólo del excedente absoluto que la empresa obtenga año a año, sino del cálculo de la Base de Capital sobre la que se referencie dicho excedente.

En la etapa de transición no se buscó definir un nivel objetivo de rentabilidad ni se definieron metodologías o procedimientos para calcular la Base de Capital, ya que el flujo de fondos sólo se acordó para un año. El cálculo y determinación de estos componentes quedará para la instancia de la Revisión Tarifaria Integral, cuya entrada en vigencia se prevé para inicios de 2006.

Cuando llegue ese momento, se deberán exponer las diversas líneas metodológicas sobre cómo determinar la Base de Capital y la Tasa de Rentabilidad.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

La UNIREN ha avanzado en este sentido, requiriendo un análisis específico sobre estos temas al Lic. Héctor Pistonesi, consultor independiente y de reconocida capacidad técnica y profesional. Asimismo, la Universidad Tecnológica Nacional de Tucumán ha aportado un análisis específico sobre la tasa de rentabilidad prevista para una distribuidora provincial y el Ente Provincial Regulador de la Electricidad de San Juan ha hecho conocer los fundamentos del Proceso de Contención Tarifaria y Sustentabilidad del Servicio Público de Distribución de Electricidad en dicha Provincia. (Anexo VI)

Las conclusiones más relevantes son las siguientes:

- La determinación de la Base de Capital debe hacerse en un contexto donde se tenga en cuenta bajo qué condiciones de rendimientos a escala (crecientes, decrecientes o constantes) opera la empresa.
- Es necesario determinar la relación entre la inversión inicial realizada por el concesionario (sociedad inversora) y el monto del valor nuevo del equipamiento que se transfería.
- La metodología propuesta no debe permitir remunerar inversiones ya recuperadas, dando lugar a la apropiación de cuasirentas por parte de un sector respecto de otros.
- El cálculo de la base de capital debe asegurar un nivel de inversiones acorde con la calidad de servicio requerida. Para ello será menester el seguimiento periódico de las ejecuciones de los planes previstos.
- En una economía en desarrollo el emprendimiento de nuevos proyectos depende del nivel que se adopte para la tasa de rentabilidad (tasa de corte). Se reconoce, asimismo, que en estas economías existe un nivel de riesgo mayor que implica fijar una tasa de corte mayor, por lo que habría una colisión de objetivos con la necesidad de fijar bajos niveles de tasa de descuento que maximicen la ejecución de nuevos proyectos.
- Más allá de los riesgos propios de la actividad, se debe plantear el objetivo de no incrementar innecesariamente la percepción de riesgo por parte de los inversores que se traducen en tasas de rentabilidad que harían restrictivo el acceso y la continuidad de la prestación del servicio.
- Su determinación debe encuadrarse en concordancia con el rendimiento general de otras actividades de servicio público y todo ello vinculado con la tasa media de crecimiento de la economía.



5. EXPLICACION DEL CONTENIDO DE LA CARTA DE ENTENDIMIENTO

A continuación se exponen los fundamentos y motivos que justifican la inclusión de los puntos más relevantes de la Carta de Entendimiento, y que oportunamente serán tomados en cuenta en la definición del Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión.

1 – Glosario

Con respecto a éste Artículo, debe destacarse que las definiciones asumidas tienen como principal propósito precisar los conceptos claves sobre los cuales se funda el proyecto de entendimiento y su alcance.

2 - Contenidos Básicos del Acta Acuerdo de Renegociación Integral

Como se señaló previamente, la Carta de Entendimiento constituye un primer documento de consenso entre el Gobierno y el Concesionario sobre los puntos principales del futuro acuerdo. Ese documento está sujeto a distintas instancias de revisión y control previo a su aprobación. Dado que dicho documento constituye la base del Acta Acuerdo de Renegociación Integral, en este punto se establecen los cinco elementos básicos que definen el alcance del ACTA ACUERDO:

- Renegociación Integral del Contrato de Concesión.
- Determinación de las condiciones jurídicas, económico-financieras y técnicas de prestación del servicio público durante el Período de Transición y una vez finalizado el mismo.
- Definición de un Régimen Tarifario de Transición: Dicho programa incluye un incremento de la remuneración de la actividad a partir de febrero de 2005 y, en el caso de distribución, el establecimiento de un régimen de Tarifa Social que beneficie a los sectores sociales más vulnerables. También comprende un mecanismo para mantener la remuneración a la concesionaria en moneda constante de manera de disminuir la incertidumbre debido al comportamiento de los precios relevantes para el costo del servicio.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- Determinación de las Pautas Básicas para la realización de una Revisión Tarifaria Integral que entrará en vigencia a partir de febrero de 2006. Tales pautas incluyen el tratamiento de la Base de Capital y la Tasa de Rentabilidad.
- Estipulación de los efectos inmediatos de la entrada en vigencia del Acta Acuerdo de Renegociación Integral, las instancias y actividades a ejecutar durante el período de transición contractual y el establecimiento de las condiciones que regirán el contrato con posterioridad a la entrada en vigencia de la revisión tarifaria. Primero la suspensión y luego el desistimiento del derecho y de las acciones que pudieran plantear, la Concesionaria y/o los accionistas, por eventuales perjuicios, en cualquier ámbito debido a hechos o medidas vinculadas, directa e indirectamente, con la emergencia y otras medidas colaterales.

3 – Plazo del Acuerdo

Abarca el período contractual que va desde el 6 de enero de 2002 hasta la finalización del contrato de concesión. El período de la emergencia comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la vigencia del Acuerdo implica que el nivel tarifario vigente en ese período no será revisado con carácter retroactivo, y es considerado válido a todos los efectos, dado que la determinación tarifaria es una potestad del Estado.

Por otra parte, el período de transición hasta la vigencia de la Revisión Tarifaria Integral, prevista el 1° de febrero de 2006, es el período de tiempo que se considera permitirá la normalización paulatina de la concesión y el ajuste gradual de todos los factores incidentes en las tarifas, conforme se estabilizan las condiciones socio-económicas del país. Y la remuneración de la concesionaria que se determina para ese período también constituye una tarifa definitiva, y no está sujeta a ningún tipo de revisión, salvo las previstas en el acuerdo a partir de su vigencia.

La estabilización de las condiciones socio-económicas comprende la mejora en la distribución del ingreso nacional, y la renegociación de la deuda externa, que permitirá la regularización del sistema de crédito a mediano y largo plazo indispensable para el saneamiento financiero de la actividad y la disponibilidad de recursos para apoyar la sostenibilidad y expansión del servicio.

4 - Tipo y Carácter del Acuerdo



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

El Acta Acuerdo a celebrarse tendrá el carácter de Acuerdo de Renegociación Integral de la Concesión del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, en cumplimiento de lo dispuesto por las Leyes N° 25.561 y 25.790 y el Decreto N° 311/03. El carácter del Acuerdo implica que comprende todas las cuestiones involucradas en la adecuación del contrato, de manera que con las previsiones adoptadas en el mismo, dicho contrato quedará regularizado una vez que se cumplan todos los actos y tiempos comprometidos.

5 - Régimen Tarifario de Transición

El Acta Acuerdo de Renegociación Integral contendrá un Régimen Tarifario de Transición consistente en:

- Un aumento de porcentaje explicitado sobre la remuneración actual de la concesionaria, que entrará en vigencia el 1° de febrero de 2005. La remuneración prevista permitirá a la concesionaria cubrir en ese período los costos totales del servicio conforme la proyección financiera establecida en la Carta de Entendimiento. Cabe reiterar que las remuneraciones vigentes en ese período, antes y después del incremento previsto, son las únicas válidas y reconocidas por el Estado, y no están sujetas a ninguna revisión con carácter retroactivo, salvo las redeterminaciones previstas expresamente en el acuerdo, a partir de su vigencia.
- Asimismo, siempre que la concesionaria cumpla los compromisos establecidos en el Plan de Inversiones, podrá disponer de un excedente de caja para solventar costos de capital propio y de terceros.
- La actualización del cuadro tarifario ante eventuales variaciones de uno o varios de los precios de la economía que tengan impacto sobre el costo del servicio, conforme un índice específico. El ENRE iniciará un procedimiento de revisión de costos e ingresos con una periodicidad semestral cuando la variación del índice sea igual o superior al cinco por ciento (+/- 5 %) del total de los costos, de acuerdo con la fórmula establecida en el Acta Acuerdo de Renegociación Integral. Cuando la variación del índice sea igual o superior al diez por ciento (+/- 10%), el Concesionario podrá requerir un análisis extraordinario de sus costos. El ENRE tiene un plazo máximo de sesenta (60) días para expedirse respecto a la procedencia y la magnitud de la redeterminación de la remuneración del Concesionario.
- La realización de una Revisión Tarifaria Integral cuyos efectos entrarán en vigencia el 1° de febrero de 2006, mediante la cual se fijará un nuevo cuadro tarifario conforme a lo



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

estipulado en la Ley N° 24.065, su reglamentación, normas complementarias y conexas, y las pautas contenidas en el Acta Acuerdo de Renegociación Integral.

Los costos e ingresos considerados en el análisis están basados en la información económico-financiera de los servicios regulados y no regulados presentada por las empresas en respuesta a los requerimientos, primero de la Ex - Comisión Renegociadora y luego de la UNIREN. Esos datos surgen de los registros contables de las empresas. Es decir, son datos declarados por las propias empresas y auditados con la metodología usual para las empresas comerciales. Este aporte de datos está limitado por la inexistencia de una contabilidad regulatoria debidamente probada, avalada y controlada desde los inicios de la concesión.

Los datos obtenidos fueron analizados y evaluados en su consistencia temporal e interempresaria, y comparados con los datos y registros contables publicados. También se los comparó con la información proporcionada por el Ente de Control. En la medida que se contó con la información apropiada, en la comparación de los valores se tuvieron en cuenta no sólo las magnitudes monetarias, sino también las físicas.

Luego de este análisis y evaluación se procuró determinar y/o estimar valores de “costos ajustados”. Este concepto de costos ajustados implica que hay ciertos rubros identificados cuyo reconocimiento no se incluye en la remuneración, valores o conceptos cuya variación se sujeta a algún parámetro oficial reconocido, y la inclusión de ciertos parámetros de eficiencia.

La proyección de estos costos a incluir en el acuerdo no solo abarcará valores monetarios, sino también físicos.

La idea central que se sostiene es que en el Período de Transición se reconocen los costos que guardan relación con los costos declarados por las empresas, considerados indispensables para sostener el servicio en condiciones de calidad y seguridad en esos tiempos, postergando todas aquellas erogaciones que no son absolutamente imprescindibles para este fin, y complementados con niveles de inversión crecientes que respondan a las necesidades críticas de los sistemas. Esto implica la aplicación prioritaria de los recursos a la recuperación de la inversión prioritaria y una rentabilidad, sobre el capital propio, acotada y que varía en su nivel según la situación económico-financiera de cada concesionaria.



Respecto a la rentabilidad considerada en el análisis, cabe señalar que la misma es acorde con una serie de resguardos que acotan los riesgos de la concesionaria. Por ejemplo:

- La inclusión en la tarifa de un Plan de Inversiones.
- En el caso de la distribución, efectos acotados de la expansión territorial de la demanda sobre las obligaciones de inversión.
- La existencia de un Régimen de Tarifa Social, que implica menos riesgo de incobrabilidad.
- Un excedente de caja que permite a la empresa discutir con los acreedores financieros una refinanciación de las deudas.
- Evaluación oportuna de cambios regulatorios y normativos que impacten en los costos del servicio y de los cuales puede resultar un cambio en el nivel de remuneración del Concesionario.
- Revisiones semestrales de variación de los precios relevantes para el servicio.
- Las previsiones adoptadas implican que el concesionario tendrá la oportunidad de contar con un cierto nivel de rentabilidad en la medida que opere la empresa en forma razonable y eficiente. Esto implica que, conforme el criterio seguido en la Ley N° 24.065, no existe una garantía de rentabilidad.

Cabe acotar con relación a los costos e ingresos de las actividades no reguladas de las concesionarias, que los mismos fueron considerados en el análisis en la medida que se trata de actividades vinculadas a la principal y tienen continuidad comercial en el tiempo. Esta decisión, que en general mejora los resultados del análisis en materia de rentabilidad de las concesionarias, busca la equidad, y tiene los siguientes motivos: a) las autoridades competentes autorizaron la existencia de dichas actividades, incluso ampliando el objeto original de las sociedades concesionarias; b) la normativa existente sobre el tratamiento en materia tarifaria es heterogénea y poco clara; c) los servicios no regulados están sustentados fundamentalmente en los servicios regulados y contribuyen a mejorar los resultados de las empresas; y d) la distinción de las imputaciones contables respectivas es muy dificultosa y puede conducir a distorsionar los verdaderos valores –y resultados– de las actividades empresarias.

6.- Régimen de Calidad de Prestación del Servicio



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Durante el Período de Transición y a partir de la vigencia del acuerdo, la concesionaria prestará el servicio público en el nivel de calidad y seguridad establecido en el contrato con las siguientes modificaciones:

- Incorporación de una Calidad de Referencia, sobre la base del desempeño de los sistemas en el período 2000-2003, para el establecimiento de un sistema de incentivos que alienten la inversión adicional y la mejora en la gestión operativa. En el caso de mantenimiento o mejora de la calidad del servicio, se contemplan: incrementos en el nivel de los premios (en el caso de transporte de electricidad), ajuste en el nivel de las penalidades, diferimiento y pago en cuotas de penalidades adeudadas, y asignación de penalidades a inversiones adicionales.
- Eliminación transitoria de penalidades sobre indisponibilidades de instalaciones en donde la responsabilidad verificada del concesionario no existe o no es significativa.
- Estos mecanismos se asientan sobre la necesidad de privilegiar, en este período de emergencia, las señales y la asignación de recursos hacia las acciones más efectivas y eficientes; minimizando, por otra parte, las exigencias de caja dentro de un margen de razonabilidad, para amortiguar el impacto de los requerimientos tarifarios requeridos para sustentar el servicio en condiciones de calidad y seguridad.

7.- Régimen de extensión y ampliaciones del servicio

Para el Período de Transición, se ha incorporado un régimen de extensión de redes en zonas no electrificadas con los siguientes objetivos:

- Garantizar el suministro de toda nueva demanda abriendo la posibilidad a nuevas soluciones de abastecimiento que redunden en la utilización más razonable y eficiente de los recursos.
- Reconocer las singularidades que caracterizan la prestación del servicio de distribución en cada concesionaria.
- Acotar el riesgo del concesionario asociado a la expansión territorial del área servida.
- Introducir señales para que nuevos suministros en zonas no electrificadas, en la banda de los medianos y grandes consumos, realicen proyecciones más ajustadas de sus demandas que eviten sobreinversiones en el sistema.
- Establecer subsidios explícitos para atender el abastecimiento de consumos residenciales y generales en zonas no electrificadas.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- Amortiguar el impacto tarifario en el universo de usuarios debido a los requerimientos financieros en este Período de Transición.

8. - Proyección Económico-Financiera

El Acta Acuerdo de Renegociación Integral establece una Proyección Económico-Financiera para el período 2005 que se fija sobre las bases de cálculo e hipótesis acordadas, en pesos y en unidades físicas, para la facturación, la recaudación, los costos operativos, las inversiones y los impuestos y tasas.

Estas proyecciones constituyen el escenario operativo de la empresa tomado en consideración para acceder al entendimiento, y por lo tanto, el Estado controlará su vigencia mientras dure el acuerdo. El objetivo principal de esta condición es asegurar prioritariamente la sustentabilidad del servicio mientras duran las condiciones de la transición, estableciendo a priori el destino prioritario de los recursos que surgen de la tarifa pagada por los usuarios.

9. - Plan de Inversiones

Este punto establece que el Acta Acuerdo incluirá un Plan de Inversiones detallado, en unidades físicas y monetarias, para el año 2005, que la concesionaria deberá ejecutar con el objeto de satisfacer el crecimiento del mercado, la reposición de las instalaciones, la calidad de servicio, la seguridad, las exigencias ambientales y la eficiencia operativa de la empresa.

El desarrollo y cumplimiento del Plan de Inversiones será exclusiva responsabilidad de la concesionaria y será controlado y monitoreado periódicamente por la Autoridad de Aplicación del Acta Acuerdo de Renegociación Integral, con las facultades necesarias para someter el avance y cumplimiento del Plan de Inversiones a auditorías y a realizar un control pormenorizado y detallado del mismo.

De acuerdo con el principio planteado, en el Período de Transición se considera crítico mantener un nivel de inversiones que garantice las condiciones de seguridad y calidad del servicio, y su sustentabilidad en el largo plazo.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

10. – Cumplimiento del Plan de Inversiones

Para asegurar el cierre económico del Acta Acuerdo, ésta contiene medidas que fortalecen los mecanismos de cumplimiento del Plan de Inversiones por parte de la concesionaria. En este sentido se estipula que la concesionaria no podrá pagar dividendos, si no ha dado cumplimiento previo al cronograma del Plan de Inversiones. Esta condición reafirma el objetivo del Estado de garantizar prioritariamente un nivel adecuado de inversiones en el Período de Transición con los recursos generados con la tarifa.

11. – Obligaciones Particulares durante el Período de Transición

Mediante esta disposición se puntualizan tres obligaciones esenciales específicas cuyo cumplimiento le permiten al concesionario acceder a ciertas facilidades con relación al diferimiento de las multas adeudadas. Esta facilidad debe ser leída en el contexto de las concesiones recíprocas entre las partes a fin de darle viabilidad al Acuerdo y lograr el objetivo fundamental de regularizar el contrato de concesión con el menor costo para el Estado, la empresa y los usuarios. Cumpliendo con las condiciones establecidas, el concesionario podrá diferir el pago de las multas adeudadas y notificadas antes del 6 de enero de 2002, y de las multas impagas con destino a los usuarios y notificadas con posterioridad a esa fecha. Los importes podrán ser abonados en cuotas semestrales iguales, venciendo el plazo para cancelar la primera cuota a los ciento ochenta (180) días de la entrada en vigencia de la Revisión Tarifaria Integral.

El incumplimiento de las obligaciones esenciales asumidas en el Acta Acuerdo por parte de la concesionaria determinará la extinción automática del derecho a diferir el pago.

Sin perjuicio de la definición que pueda hacerse en el Acta Acuerdo de Renegociación Integral se consideran obligaciones esenciales a los efectos de la presente cláusula: el cumplimiento del cronograma del Plan de Inversiones, las obligaciones en materia de calidad del servicio y la obligación de dar la información que permita el seguimiento técnico y económico de la Proyección Económico-Financiera y del Plan de Inversiones.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

A partir de la firma de la Carta de Entendimiento, la concesionaria renuncia expresamente a ejercer el derecho de prescripción con relación a toda multa y sanción económica que resulte objeto del derecho de diferimiento de pago previsto en esta cláusula.

Tal como se señala en el punto 6, el objetivo principal de esta condición forma parte de la necesidad de minimizar, en este período de transición y de paulatina normalización contractual, las exigencias de caja del Concesionario para amortiguar el impacto de los requerimientos tarifarios para sustentar el servicio en condiciones de calidad y seguridad.

En el Anexo VII de este informe se incluye un detalle de las multas adeudadas confeccionado en base a información preliminar y parcial del Concesionario y del ENRE, y que se encuentra en proceso de identificación, análisis, actualización y conciliación en esta instancia. El Acta Acuerdo deberá incluir el detalle conciliado de las multas adeudadas comprendidas en el convenio y los diferentes tratamientos para cada categoría.

12.- Cambios Normativos durante el Período de Transición

Esta condición tiende a proteger la eficacia del Acuerdo de dos factores que pueden afectar su validez y cumplimiento. El primero está relacionado con la metodología empleada para definir los costos reconocidos o costos ajustados. De manera que cualquier nuevo elemento de costo, no contemplado en la proyección original, que surja luego de establecido el Acuerdo, pueda ser considerado en una instancia de análisis que determine la procedencia de su reconocimiento, y la eventual magnitud de su traslado a la remuneración reconocida.

El segundo factor relevante tomado en cuenta es la incertidumbre derivada de diversas iniciativas originadas en distintos ámbitos del Estado, respecto a cambios en el régimen regulatorio vigente, u otras normas vinculadas. Un caso puntual es la posibilidad de que se establezca un Régimen General para los Servicios Públicos, que pueda contener una o más disposiciones que alteren las reglas de prestación del servicio, incrementando su costo. En este sentido esta disposición permite al concesionario recurrir a la Autoridad de Aplicación y hacer una requisitoria debidamente documentada sobre la eventual alteración de los costos reconocidos en su remuneración. Otro ejemplo de eventuales circunstancias que pueden darse durante el transcurso del Acuerdo, son las disposiciones gubernamentales respecto a incrementos salariales obligatorios y que por lo tanto deben ser asumidos por el concesionario.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

13.- Revisión Tarifaria Integral y Pautas para su Realización

La regularización del contrato finaliza con la realización de la revisión tarifaria, según las disposiciones establecidas en la Ley N° 24.065 y normas vinculadas, cuya conclusión está prevista para Junio de 2005, y cuyo resultado estará vigente a partir del 1° febrero de 2006. Dado que el ENRE debe asumir, durante los años 2005 y 2006, las revisiones tarifarias de los 11 contratos de concesión de transporte y de distribución de electricidad, se ha previsto el escalonamiento en el tiempo de las mismas para distribuir a lo largo de ese período esa especial carga de trabajo, siendo la primera revisión a completar la de Edelap S.A.

A fin de que en dicho proceso de revisión se contemplen todos los aspectos que permitan la mejor adecuación del contrato, y la mejora en los sistemas de control en cuanto a su cumplimiento, se estipulan en el Acuerdo un conjunto de pautas que deberán ser seguidas por el ENRE en esa instancia. Algunas de estas pautas son producto del análisis realizado por la UNIREN en oportunidad de la elaboración del Informe de Cumplimiento de los Contratos de Concesión, y otras de la necesidad y conveniencia de contar con más y mejores elementos de juicio para determinar el nivel de remuneración acorde con condiciones de eficiencia.

Finalmente cabe señalar que, en el caso que la variación de la remuneración resultante de la revisión tarifaria sea superior a prevista para Junio de 2005, se aplicará en tres (3) etapas, con ciento ochenta (180) días de diferencia entre cada una de ellas, para amortiguar los efectos sobre los recursos de los usuarios finales.

14.- Mejora en los Sistemas de Información

En este punto se establece el deber de la concesionaria de informar a la Autoridad de Aplicación del Acta Acuerdo de Renegociación Integral a los fines de permitir el seguimiento técnico y económico de la Proyección Económico-Financiera, y del Plan de Inversiones de manera de asegurar su control y cumplimiento, y conocer eventualmente los cambios ocurridos con relación al escenario original del acuerdo.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Asimismo, en el Acta Acuerdo de Renegociación Integral se dispondrá la implementación de sistemas de información y base de datos referidos a la Contabilidad Regulatoria, y a la Evolución Física y Económica del Sistema Eléctrico, con el objeto de mejorar el monitoreo y control permanente y rutinario del contrato y el servicio.

El ENRE con la información suministrada por la concesionaria y otros datos que considere pertinente, elaborará anualmente un Informe de Cumplimiento de la concesionaria que permita contar con los elementos necesarios y actualizados para conocer la evolución del servicio, los planes de la concesionaria para el futuro y las acciones realizadas y sus resultados respecto de la obligación de cumplir el contrato y mejorar el servicio.

Estos requerimientos de información tienen dos motivos principales. El primero es permitir un seguimiento ajustado de los compromisos adquiridos en el acuerdo. El segundo, mejorar los sistemas permanentes de información de las concesiones, de manera de avanzar en la superación de los déficit de control por parte del Estado que se pusieron de manifiesto en el Informe de Cumplimiento de los Contratos.

15. - Desarrollo de Tecnologías e Investigación y Política de Proveedores y Comercio Nacional

En esta cláusula se establece que la concesionaria deberá llevar adelante programas conjuntos con centros de investigación del país, particularmente de carácter público, en materias referidas a la transferencia, la adaptación y el desarrollo de tecnologías.

Por otra parte el ENRE velará porque el sistema de compras y contrataciones de la concesionaria sea transparente y competitivo vigilando, entre otras cosas, las eventuales relaciones societarias con sus proveedores.

Con estas condiciones se procura ajustar los mecanismos de aprovisionamiento de bienes y servicios de las empresas para que estos sean compatibles con las políticas del gobierno en materia de estímulo a la producción y tecnología local, y el aumento en los niveles de empleo.

16.- Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Esenciales afectados al Servicio Público



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

En este punto se establece que bajo pautas del ENRE se procederá a auditar los Activos Esenciales de las concesionarias afectados al servicio público. Se considera activos esenciales a aquellos que por sus características técnicas y valor económico son los apropiados para la prestación del servicio. Esta condición apunta a preservar el patrimonio dedicado al servicio, que en última instancia es un patrimonio de carácter público, y evitar incluir en el eventual reconocimiento de costos, ya sea para fines tarifarios u otros motivos, bienes no apropiados a un servicio eficiente o incorrectamente valorizados o pertenecientes a terceros.

Respecto a los bienes dedicados a la prestación del servicio, cabe recordar que el numeral 13 del artículo 18 de la Ley N° 15.336 vigente, establece que en los contratos de concesión del servicio eléctrico de jurisdicción nacional debe figurar la metodología de justiprecio de este tipo de bienes, cuando los mismos se consideren a los efectos del cálculo de la tarifa. Si bien existen distintas metodologías posibles para la determinación de la tarifa del servicio, la experiencia indica que en oportunidad de la revisión tarifaria el Ente Regulador computó a estos efectos los bienes declarados por la concesionaria, aunque sin verificar su existencia, calidad y costo.

La actualización tecnológica posibilita a costos razonables y con beneficios operativos para el organismo de control, contar con sistemas ágiles de actualización de tales bases de datos y su relación con otras ya existentes.

17 - Limitaciones al Régimen Societario

Sin perjuicio de las limitaciones establecidas en el Marco Regulatorio, durante la vigencia del Período de Transición, los accionistas de la empresa se comprometen a no vender las acciones que posean en la Sociedad Concesionaria.

Asimismo, la concesionaria está obligada, por resolución del ENRE N° 390/2004, a mantener las condiciones de operación técnica oportunamente acreditadas ante el ENRE, mediante la preservación de cuadros gerenciales y profesionales de nivel adecuado, y se compromete a informar previamente al Ente sobre cambios totales o parciales en dichos cuadros.

Con estas disposiciones se pretende que el Estado tenga un control sobre posibles cambios en la titularidad de las acciones de las empresas, que puedan poner de algún modo en riesgo la continuidad, calidad y seguridad de la prestación del servicio.



18 – Incumplimiento

Este punto establece que los incumplimientos de la concesionaria respecto de las obligaciones pactadas en el Acta Acuerdo de Renegociación Integral que no tengan prevista una sanción específica en la misma, serán pasibles de la aplicación del régimen sancionatorio de la concesión.

19.- Reclamos Fundados en Medidas de la Emergencia: Suspensión y Desistimiento de Acciones Legales

En este punto se trata una cuestión sustancial de la renegociación y que constituye el telón de fondo del acuerdo: los reclamos mutuos por medidas o hechos derivados de la emergencia. Durante ese período, por un lado el Estado Nacional le aplicó al Concesionario penalidades por incumplimientos al contrato. Por otro lado, el accionista del Concesionario se sintió con derecho a recurrir a la justicia a reclamar por supuestos daños motivados por decisiones del Estado Nacional (punto 1.9.). Para darle sustentabilidad a largo plazo al Acuerdo y al Contrato de Concesión es preciso entonces establecer mecanismos válidos que permitan superar estas diferencias de manera satisfactoria para las partes, protegiendo a la vez los intereses públicos y de los usuarios.

Para lograr este objetivo, en el Acuerdo se traza un sendero que permite recomponer progresivamente la relación legal entre las partes. En una primera etapa, y para que entre en vigencia el Acuerdo, el Estado Nacional, el Concesionario y sus accionistas suspenden el trámite de todas las demandas mutuas y se comprometen a no iniciar nuevas. En una etapa posterior, cuando se han verificado avances importantes en el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Acuerdo (incremento en la remuneración de Febrero de 2005, aplicación del mecanismo de redeterminación de los ingresos de la concesionaria, inicio del proceso de revisión tarifaria, realización de la audiencia pública para tratar las propuestas y demás temas vinculados a la revisión tarifaria cuyo resultado entrará en vigencia en Febrero de 2006), ambas partes renuncian definitivamente a los reclamos judiciales y, por ende, al cobro de las sumas involucradas en los mismos. De esta manera quedan desactivadas las controversias derivadas de la emergencia y se consolida el camino hacia la normalización plena del contrato de concesión.

20 - Instrumentación del Acuerdo



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Conforme esta cláusula es condición para la celebración del Acta Acuerdo de Renegociación Integral que sus términos y condiciones sean ratificados conforme al procedimiento establecido en el Decreto N° 311/03. A tales efectos, la presente Carta de Entendimiento será dada a conocer en un procedimiento de audiencia pública, con el objeto de brindar participación a los usuarios, organizaciones no gubernamentales y otros interesados respecto del contenido de los términos y condiciones que regirán el Acta Acuerdo de Renegociación Integral.

21 - Condiciones para la Entrada en Vigencia del Acta Acuerdo de Renegociación Integral

Son condiciones habilitantes de la entrada en vigencia del Acta Acuerdo de Renegociación Integral:

- a) El cumplimiento de los procedimientos previstos en la Ley N° 25.790 y el Decreto N° 311/03.
- b) La presentación de los instrumentos debidamente certificados y legalizados previstos en la cláusula referida a la suspensión de las acciones legales.
- c) La presentación de garantías.
- d) La presentación del Acta de Directorio aprobando el Acuerdo.
- e) El dictado del Poder Ejecutivo Nacional aprobando el Nuevo Convenio Marco para prestar el servicio eléctrico a barrios carenciados.

22.- Seguimiento e Implementación de Procesos para el Cumplimiento de las Disposiciones del Acuerdo

En este punto se determina que corresponde a la UNIREN impulsar y hacer el seguimiento de todos los procedimientos requeridos para elaborar el Acuerdo y hasta su formalización, mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional.

A partir de la aprobación del Acuerdo por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional, corresponde a la Secretaría de Energía y al ENRE, dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, dictar todas las medidas y llevar a cabo todas las acciones dispuestas en el mismo, y que sean necesarias para el cumplimiento de los acuerdos alcanzados, a fin de lograr en el tiempo la efectiva normalización del contrato de concesión.