



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

**Informe de Justificación
de la
Propuesta de
Carta de Entendimiento
UNIREN – EDESUR S.A.**

EQUIPO TECNICO DE ENERGÍA - UNIREN

Marzo 2005



INDICE

COMENTARIO PRELIMINAR	2
1. ANTECEDENTES	4
1.1. MARCO LEGAL	5
1.2. LA UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN DE CONTRATOS. FUNCIONES	8
1.3. DE LAS ETAPAS DEL PROCESO DE RENEGOCIACIÓN	11
1.4. PAUTAS, AGENDA TENTATIVA DE RENEGOCIACIÓN Y CRONOGRAMA	13
1.5. REUNIONES CON LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS	14
1.6. REUNIONES CON ORGANIZACIONES DE USUARIOS	17
1.7. PEDIDOS DE INFORMACIÓN AL ENRE Y CAMESA	18
1.8. INFORME DE CUMPLIMIENTO DE CONTRATOS	19
1.9. DEMANDA JUDICIAL ANTE EL CENTRO INTERNACIONAL DE ARREGLO DE DIFERENCIAS RELATIVAS A INVERSIONES - CIADI	20
2. DE LOS CRITERIOS TOMADOS EN CUENTA PARA ELABORAR LA CARTA DE ENTENDIMIENTO	22
2.1. CONDICIONES PARA LA RENEGOCIACIÓN	22
2.2. CRITERIOS REFERIDOS AL CONTRATO DE CONCESIÓN Y EL INFORME DE CUMPLIMIENTO DEL CONTRATO	25
2.3. CRITERIOS DEL ARTÍCULO 9° DE LA LEY N° 25.561	28
3. FICHA TECNICA DE EDESUR S.A.	31
4. ASPECTOS SUSTANTIVOS DE LA PROPUESTA DE RENEGOCIACION DE LAS CONCESIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	33
5. FUNDAMENTOS TECNICO – ECONOMICOS SOBRE LA PROPUESTA A EDESUR S.A.	37
5.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA	37
5.2 PROYECCIONES DE INGRESOS Y COSTOS	40
5.2 COMENTARIOS FINALES	63
6. EXPLICACION DEL CONTENIDO DE LA CARTA DE ENTENDIMIENTO	68



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

ANEXOS

- I. Proyecto de Carta de Entendimiento UNIREN – EDESUR S.A.**
- II. Contrato de Concesión de EDESUR S.A.**
- 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, Tasa de Rentabilidad e Impactos Derivados de Aumentos Tarifarios**
- VII. Multas adeudadas**



COMENTARIO PRELIMINAR

El presente Informe da cuenta de las razones consideradas por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) para formular la propuesta de Entendimiento remitida a la empresa concesionaria en el marco del desarrollo del proceso de renegociación del Contrato de Concesión.

Dadas las diferencias encontradas en algunas empresas para avanzar sobre bases realistas en la negociación, esto es dentro de las posibilidades socioeconómicas que vive actualmente nuestro país, se consideró necesario definir con la mayor claridad posible los aspectos que constituyeran la base de un entendimiento factible en dichas circunstancias.

La remisión formal de las propuestas de Entendimiento a las empresas¹, efectuada meses atrás, obedeció por una parte, a explicitar materialmente las posiciones sostenidas en la negociación por la UNIREN, como también a precisar determinados alcances y condiciones del posible acuerdo, asumiendo que la oferta habría de conducir a un fortalecimiento de las tratativas y a un encuadramiento más preciso.

La propuesta formulada, es decir la Carta de Entendimiento puesta ahora en consulta, en tanto oferta presentada por la UNIREN a la Empresa, implica un instrumento del proceso de la negociación. Como tal no cabe interpretar a la propuesta como una estructura hermética e inmodificable. Para que la propuesta adquiera el carácter de definitiva debe encontrar respuesta en la participación y el consentimiento de la otra parte.

La posición de la UNIREN en el transcurso de la negociación, se sostuvo ciertamente en determinadas premisas y postulados, pero también abrió senderos transitables que posibilitaran un acuerdo factible. En tal sentido puede señalarse que a la fecha existe un número importante de entendimientos alcanzados con otras Empresas del Sector Energético, en condiciones similares a las propuestas que se hallan en cuestión.

Algunas de las partes que integraron el cuerpo de la propuesta formulada por la UNIREN, deben considerarse justamente con el carácter de elementos que se hallan incluidos en la agenda de negociación. Así por ejemplo, los valores expuestos en las proyecciones de costos e inversiones y que inciden sobre la determinación del incremento de la remuneración de la empresa –en el

¹ Se adjunta copia de la Propuesta de Carta de Entendimiento como Anexo I.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

período de transición contractual– fueron estimados a partir de la información disponible por la UNIREN. Dichos valores deben ser ajustados sobre un análisis de contrastación de información y perspectivas en el diálogo con la Empresa, aún cuando pueda estimarse que no han de surgir variaciones significativas en dicho aspecto.

Como señalamos, este Informe explicita los fundamentos que sustentaron las negociaciones mantenidas con las Empresas, términos que se hallan contenidos en la propuesta de Carta de Entendimiento que ha de someterse a consideración en la Audiencia Pública.

Si bien en los casos en tratamiento, los esfuerzos realizados en el ámbito de la negociación aún no tuvieran el resultado esperado, es de presumir que los debates y las conclusiones obtenidas en las respectivas Audiencias Públicas, permitan encontrar nuevos elementos y consensos que tornen factible superar las diferencias y arribar a un entendimiento de partes.



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 y demás normas vinculadas 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. ²	CUDAP EXP-S01: 0254959/2002
- EDELAP S.A.	CUDAP EXP-S01: 0254003/2002

² Se adjunta copia del contrato de EDESUR S.A. como Anexo II



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.

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.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

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.

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.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

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.

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.

El 15 de diciembre de 2004 se promulgó la Ley N° 25.972 mediante la cual se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2005 el plazo al que se refiere el artículo 1° de la Ley N° 25.561, como así también las disposiciones establecidas en la Ley Complementaria N° 25.790.

Asimismo la norma mencionada faculta al Poder Ejecutivo Nacional para declarar la cesación, en forma total o parcial, del estado de emergencia pública en una, algunas y/o todas las materias y bases comprendidas en el artículo 1° de la Ley N° 25.561 y sus modificatorias, cuando la evolución favorable de la materia respectiva así lo aconseje.

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 (UNIREN), 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.
- 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.
- 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.
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 referéndum” 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.

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.

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.
- 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 IV)

1.5. Reuniones con las Empresas Concesionarias

Al iniciarse el proceso de renegociación, y por aplicación de las normas anexas a la Resolución 20/02 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
 - 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, pero 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° 311/03, el 30 de diciembre de 2003, por nota UNIREN N° 306, se realizó un pedido de información adicional de la concesión histórica y 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 etapa se trataron los primeros borradores de proyectos de Carta de Entendimiento con las empresas.

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. Sin embargo durante el transcurso de las discusiones surgieron evidencias de la existencia de diferencias sustanciales entre la propuesta de la UNIREN y las aspiraciones del Concesionario.



La propuesta formal de Carta de Entendimiento se materializó el día 25 de noviembre de 2004 mediante la nota UNIREN N° 552/04. En esa fecha la Unidad remitió a la empresa EDESUR S.A. un proyecto de Carta de Entendimiento, conteniendo los términos de la propuesta de adecuación del Contrato de Concesión del Servicio de Distribución de Electricidad que le fuera otorgado. La misma resultó el producto del análisis y evaluación de todos los temas planteados y discutidos durante el proceso de renegociación con ésta y otras empresas, constituyendo así la materialización de la propuesta del Estado Nacional para la adecuación contractual de la concesionaria.

Dada la actitud evidenciada por parte del Concesionario durante el proceso de negociación previo, que limitó la posibilidad de circunscribir, precisar y concretar los temas en discusión tal como era necesario para progresar en forma efectiva y realista en la negociación, en dicha nota se le solicitó que expresara formalmente su opinión sobre el proyecto remitido y, de tener alguna discrepancia, remitiera una propuesta alternativa detallada para su consideración por la Unidad. Al mismo tiempo se le comunicó al Concesionario que el equipo técnico de la UNIREN estaba a su disposición para aclarar y discutir los términos de la propuesta.

A mediados de diciembre de 2004 mediante la nota Ger. Gen. N° 56/04, el Concesionario hizo llegar a la UNIREN los comentarios generales sobre dicha propuesta considerando que estaban impedidos de entrar en un análisis detallado del contenido de las distintas cláusulas del proyecto, dada la falta de coincidencia con el planteo conceptual de la propuesta del Gobierno.

1.6. Reuniones con Organizaciones de Usuarios

En base a conversaciones mantenidas entre Autoridades de la UNIREN, la Subsecretaría de 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 y CAMMESA

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 del 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 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° 196/2003).

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.

Con el objeto de completar la información disponible para la elaboración del Informe de Cumplimiento del Contrato, se solicitó a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de



Electricidad S.A. (CAMMESA) mediante Nota UNIREN N° 203 del 6 de noviembre de 2003, suministre información, por empresa concesionaria de los servicios de transporte y de distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, relacionada con los apartamientos o incumplimientos observados o registrados por CAMMESA en todo lo relacionado con las obligaciones contenidas en la Ley Marco, su decreto reglamentario, el Contrato de Licencia, en Resoluciones de Secretaría de Energía, en Resoluciones del Ente Regulador, en documentación licitatoria, en LOS PROCEDIMIENTOS de CAMMESA o cualquier otra norma emitida por autoridad competente y que se encuentran en el área de responsabilidad operativa, de supervisión, control, recepción o análisis de CAMMESA. La información suministrada por CAMMESA y su evaluación forman parte del Informe de Cumplimiento del Contrato.

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.

El análisis desarrollado en el Informe de Cumplimiento (ANEXO 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.

ENERSIS S.A., CHILECTRA S.A., EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. y ELESUR S.A. iniciaron la reclamación con fundamento en una supuesta falta de cumplimiento por parte del Gobierno de la Nación Argentina del Tratado entre la República Argentina y la República de Chile sobre Promoción y Protección Recíproca de Inversiones - "TBI", firmado el 2 de agosto de 1991 y que entrara en vigor el 1° de enero de 1995.

Las demandantes sostienen que la República Argentina les ha expropiado ciertos derechos e ingresos específicos, no ha tratado a sus inversiones en forma justa y equitativa, no ha cumplido con obligaciones asumidas respecto de sus inversiones, ha afectado a través de medidas arbitrarias o discriminatorias sus inversiones, y no ha brindado entera protección y seguridad a las mismas. Todo ello se habría verificado como consecuencia de la devaluación y posterior sanción de la ley de emergencia y pesificación, ley de carácter general que tuvo como objetivo recomponer



las relaciones jurídicas contractuales entre los distintos actores de la vida jurídica y comercial de la República.

Los demandantes pretenden del tribunal arbitral, con el carácter de petición principal que proceda a dictar laudo arbitral con los pronunciamientos que seguidamente se indican:

- La condena de la República Argentina a indemnizar a GRUPO ENERSIS por el valor que tenía su inversión en el momento anterior a la fecha de hacerse públicas las citadas medidas de emergencia y, en consecuencia, la condena de la República Argentina a abonar los siguientes importes:

- ❖ A favor de ENERSIS S.A., la cantidad de US\$ 574.739.550 (QUINIENTOS SETENTA Y CUATRO MILLONES SETECIENTOS TREINTA Y NUEVE MIL QUINIENTOS CINCUENTA DÓLARES ESTADOUNIDENSES) correspondiente al valor de su inversión con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de Emergencia Pública y al porcentaje de participación del citado demandante en el capital social de EDESUR, en esa fecha.
- ❖ A favor de CHILECTRA S.A., la cantidad de US\$ 624.238.650 (SEISCIENTOS VEINTICUATRO MILLONES DOSCIENTOS TREINTA Y OCHO MIL SEISCIENTOS CINCUENTA DÓLARES ESTADOUNIDENSES) correspondiente al valor de su inversión con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de Emergencia Pública y al porcentaje de participación del citado demandante en el capital social de EDESUR, en esa fecha.
- ❖ A favor de EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A., la cantidad de US\$ 9.166.500 (NUEVE MILLONES CIENTO SESENTA Y SEIS MIL QUINIENTOS DÓLARES ESTADOUNIDENSES) correspondiente al valor de su inversión con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de Emergencia Pública y al porcentaje de participación del citado demandante en el capital social de EDESUR, en esa fecha.
- ❖ La condena de la República Argentina a indemnizar a ELESUR por la pérdida de valor de su inversión y, en consecuencia, la condena de la citada República a abonar a ELESUR, S.A. la cantidad de US\$ 98.731.260 (NOVENTA Y OCHO MILLONES SETECIENTOS TREINTA Y UN MIL DOSCIENTOS SESENTA DÓLARES ESTADOUNIDENSES) correspondiente a la diferencia entre el valor de su inversión con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de Emergencia Pública, y el precio obtenido en la venta de la expresada inversión el 26 de diciembre de 2003.

Trámite de la causa:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Fecha de Registro: 22 de julio de 2003.

Fecha de Constitución del Tribunal: 21 de enero de 2004.

Composición del Tribunal:

Presidente: Roberto MacLean (Perú).

Árbitros: Luis Herrera Marcano (Venezuela).

Robert Volterra (Canadá).

Fecha de la Audiencia preliminar: 3 de abril de 2004.

Fecha de la demanda: 28 de julio de 2004.

Fecha de excepción de jurisdicción opuesta por Argentina: 08 de octubre de 2004.

Fecha de contestación de la demandante a la excepción de jurisdicción: 17 de diciembre de 2004.

Se encuentra prevista la Audiencia de Jurisdicción para el día 6 de abril de 2005 en París (Francia).

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 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 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 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 erogables de su prestación reconocidos para la etapa de transición desde ese momento, incluidos los recursos necesarios para la intensificación de las inversiones en mejoras y reposición del equipamiento y la generación de un excedente de caja que permite cubrir costos de capital. Es decir que el nivel de remuneración definido está asociado a un nivel de costos –incluidas las inversiones– que se reconocen y comprometen como parte del entendimiento a partir de determinada fecha. La importancia de este punto radica en la certidumbre que le otorga al entendimiento alcanzado, en particular a los aspectos cuantitativos.



Bajo las condiciones establecidas en el Acuerdo respecto al cumplimiento del Plan de Inversiones, se asume que la existencia del excedente de caja 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 y 2006.

Cabe acotar que, salvo la consideración hecha en el penúltimo párrafo, el servicio de la deuda financiera externa que hubiera mantenido el concesionario 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 o hechos que puedan argumentarse, en forma directa e indirecta.

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.

Por otro lado los componentes económicos financieros del acuerdo incluidos en los anexos permiten precisar las condiciones cuantitativas del acuerdo y controlar periódicamente su cumplimiento.

El nivel de remuneración previsto incluye, a partir de su incremento en un mes a determinar 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 de un mes a determinar del año 2006. 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 complementación del régimen de calidad de servicio a los fines de intensificar la señales económicas, y la reorientación de las penalidades mediante mecanismos que premien el sostenimiento de los niveles actuales de calidad; así como la consideración de cambios normativos o regulatorios 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, o en proceso administrativo y a fin de atenuar el potencial efecto financiero de las mismas durante el Período de Transición, se prevé su 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. Complementariamente se prevé un mecanismo de reorientación de futuras penalidades, en el Período de Transición, con destino a nuevas inversiones, siempre que el concesionario sostenga o mejore los niveles de calidad de la prestación.

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, y al control de los ingresos y costos asociados a las intensas actividades no reguladas que realizan algunas concesionarias.



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 a las concesionarias del servicio de distribución de energía eléctrica y su variación en el tiempo, han tomado en cuenta la necesidad de acotar el impacto de los incrementos sobre 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, a nivel de la actividad de distribución de electricidad con concesión nacional, dos mecanismos para proteger a los menores 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; además del Convenio Marco aplicable a los pobladores de escasos recursos.³

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

³ Para mayor información puede consultarse el estudio sobre "Análisis de Impactos derivados de Aumentos Tarifarios en los Servicios Públicos" incorporado como Anexo VI del presente Informe.



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 incrementar los niveles de inversión de la distribuidora y que el Plan de Inversión de cada uno de los concesionarios esté expuesto en el documento de acuerdo, a fin de obtener un compromiso explícito de que los fondos aportados por los usuarios para expandir el servicio serán aplicados a esa finalidad. Un sentido 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.

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 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 atención y eventual renegociación de potenciales deudas en base a un flujo de recursos establecido en el marco de un acuerdo con el Gobierno; 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 EDESUR S.A.

Concesionaria: Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.).

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

Zona de Concesión: abarca la zona sur de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y doce partidos de la Provincia de Buenos Aires (Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente).

Área de Servicio: brinda servicio a más de 2.10.000 clientes en un área de concesión que tiene una superficie de 3.309 km².



Concesión: fue otorgada mediante Decreto N° 1.507/92 del Poder Ejecutivo Nacional el 24 de agosto de 1992.

Compradores: el consorcio **Distrilec Inversora S.A.**, integrado por Compañía Naviera Pérez Companc S.A.C.F.I.M.F.A., Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A., Enersis S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa) y PSI Energy Argentina Inc., resultó adjudicatario de la compra de las acciones clase "A", representativas del 51% del capital social de EDESUR S.A., una de las tres empresas distribuidoras de energía eléctrica en que se dividió la empresa Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires S.A. (SEGBA).

Toma de Posesión: la concesionaria inició sus actividades el 1º de septiembre de 1992.

Plazo de la Concesión: es de 95 años y se divide en un período inicial de 15 años, que finaliza el 6 de agosto de 2087, y luego en ocho períodos de 10 años cada uno.

Accionistas: según la Memoria y Balance al 31 de diciembre de 2004 el capital autorizado de EDESUR es de \$ 898.585.028 representado por 506.421.831 acciones clase "A" y 392.163.197 acciones clase "B". Siendo la participación accionaria la siguiente:

CLASE	ACCIONISTA	CANTIDAD	%
A	Distrilec Inversora S.A.	506.421.831	56,36%
B	Enersis S.A.	143.996.758	16,03%
	Chilectra S.A.	143.996.758	16,03%
	Endesa Internacional	55.933.000	6,22%
	Chilectra Internacional	43.337.238	4,82%
	Accionistas minoritarios	4.899.443	0,55%
TOTALES		898.585.028	100,00%



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Cantidad de Kms. de líneas:

Alta Tensión	881
Media Tensión	7.244
Baja Tensión	15.377
Total	23.501

Cantidad de MWh vendidos: al 31 de diciembre de 2004 vendieron 15.097.000 MWh de energía eléctrica (incluye energía de peaje), que representa el 20% de la demanda de la Argentina.

Cantidad de Usuarios: de acuerdo a la última información suministrada posee 2.117.122 clientes con la siguiente composición:

Categoría	Energía Facturada (Mwh)		Cantidad de Clientes	
Alta Tensión	17.711	2%	5	0,00%
Media Tensión	286.329	29%	1.232	0,06%
Baja Tensión				
Residencial	303.836	31%	1.827.002	86,30%
General	110.806	11%	260.041	12,28%
Alumbrado Público	29.483	3%	14	0,00%
Medianas Demandas	102.457	10%	24.454	1,16%
Grandes Demandas	129.009	13%	4.374	0,21%
Total	979.631	100%	2.117.122	100%



4. ASPECTOS SUSTANTIVOS DE LA PROPUESTA DE RENEGOCIACION DE LAS CONCESIONES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

En este punto se procura dar respuesta a preguntas claves que explican aspectos de fondo de los términos establecidos en la Carta de Entendimiento:

1.- ¿Cuál es el estado de cumplimiento de los contratos al momento de la renegociación?

El sistema central que se aplicó para juzgar el desempeño de estos contratos se basó en la medición periódica de la calidad del servicio prestado. Este sistema establece que, cuando se superan los límites de calidad tolerados en el Contrato de Concesión, corresponde la aplicación de sanciones económicas, las cuales actúan como incentivo para que el Concesionario mejore la prestación del servicio a través del manejo de los gastos de operación, de mantenimiento y de las inversiones. Los resultados de la aplicación de este sistema ponen de manifiesto que el mismo tiene insuficiencias que deben ser corregidas, incluyendo la aplicación de controles preventivos⁴.

Existen indicios para presumir que la ausencia de este tipo de controles, entre otros, facilitó a algunos Concesionarios disponer de niveles retributivos por encima de valores razonables. Aunque esta circunstancia se produjo dentro de las reglas que se establecieron para su desempeño, y por lo tanto no podría considerarse un incumplimiento del contrato⁵.

Otro punto importante a resaltar es que estos contratos no tuvieron procesos de renegociación previos al presente.

Una conclusión de fondo del análisis realizado en materia de cumplimiento es que estos contratos, en principio y salvo por las deficiencias señaladas, no requieren de cambios permanentes de relevancia -salvo los dispuestos por las leyes de la emergencia-, y que los desvíos del pasado podrían ser subsanados con controles más estrictos como los propuestos en el Acuerdo de Renegociación.

⁴ Uno de esos controles es conocer con anticipación el plan de inversiones de la concesionaria. El Acuerdo incluye, en forma explícita, los gastos e inversiones previstas para el período de transición.

⁵ Este fenómeno, propio del sistema de regulación por "precio máximo", se ha dado en otros lugares del mundo que lo aplicaron, y se soluciona reduciendo los niveles tarifarios con métodos apropiados.



2.- ¿Cuál es el estado de los costos de prestación del servicio antes de la renegociación?

El nivel del “costo reconocido” a estos Concesionarios por la prestación del servicio no ha variado desde fines del año 2001 hasta la fecha. Por otro lado los precios de los bienes y servicios empleados en la prestación del servicio aumentaron durante ese período en distinta magnitud, según los casos. Como consecuencia de este fenómeno, el menor poder adquisitivo del ingreso percibido por los concesionarios se tradujo, básicamente, en un menor nivel de inversiones.

Aunque por el momento esta reducción no se reflejó significativamente en el nivel de la prestación del servicio, con el tiempo el deterioro del mismo será inevitable y de consecuencias difíciles de predecir. Ello en la medida que no se adopten las medidas adecuadas para superar dicha insuficiencia. En este sentido debe tomarse en cuenta que, además del nivel de bienestar de la población, está en juego el crecimiento de la actividad productiva de la economía y por ende el nivel de empleo de la mano de obra y de los otros recursos disponibles.

3.- ¿Cuáles son los aspectos más críticos considerados en la renegociación?

Básicamente son cuatro:

- Establecer un nivel-sendero de “costos reconocidos” del servicio que permita su prestación en condiciones de continuidad, confiabilidad y seguridad.
- Dejar sin efecto los litigios, reclamos, etc. motivados por la aplicación de las leyes de la emergencia (CIADI y otros).
- Mejorar los sistemas de control de las concesiones.
- Conducir el contrato, paulatinamente y de manera no traumática para las partes, y en particular para los sectores más débiles, a su pleno funcionamiento en el marco de las leyes y normas aplicables a la actividad eléctrica. Para ello se proponen adoptar algunos cambios regulatorios transitorios, tal como lo autoriza la ley.

4.- ¿Cuál es el planteo básico de la propuesta de renegociación?

El centro de la propuesta es definir un Período de Transición durante el cual *los “costos reconocidos”* a los Concesionarios son acordes a las condiciones socio económicas de la



emergencia y se elevan progresivamente, con efecto sobre los sectores de mayor capacidad de pago, hasta el momento donde es posible aplicar plenamente los principios tarifarios de la Ley N° 24.065 (Marco Regulatorio de la Electricidad). Ese momento de estabilización definitiva del contrato es cuando entra en vigencia la remuneración del Concesionario que surge de la Revisión Tarifaria (regulada por la Ley N° 24.065 y normas complementarias), válida por 5 años y programada, en principio, para el 2006⁶.

Complementariamente, y a medida que se van ejecutando los pasos previstos en el acuerdo, las partes se comprometen primero, a suspender las eventuales demandas judiciales, y luego a renunciar a las mismas, antes del momento en que se define la remuneración de la Revisión Tarifaria que durará 5 años. En el caso que el Estado cumpla sus obligaciones y el Concesionario no cumpla con la renuncia comprometida, se podrá rescindir el Contrato de Concesión sin derecho a indemnización.

En resumen, la renegociación es integral porque contiene todos los pasos que, una vez cumplidos por ambas partes, ponen al Contrato en una situación de régimen normal, basado en las normas permanentes de la actividad. Este nuevo marco permite: a) recomponer en forma realista y progresiva la confianza entre las partes luego de los avatares de los años '90 y de la salida de la convertibilidad; b) desarrollar el servicio en un contexto técnico - económico conocido, acordado y controlado; y c) dar mayor certeza a las partes sobre sus derechos y obligaciones.

5.- ¿Cuánto dura el Período de Transición?

Dura desde enero de 2002 hasta un mes preestablecido de 2006, según los casos. Este Período de Transición tiene dos etapas. La primera es desde enero de 2002 hasta la firma del Acuerdo de Renegociación. La segunda desde la firma del Acuerdo hasta la vigencia de la Revisión Tarifaria.

La definición de la primera etapa tiene como propósito dejar establecido que la remuneración a las Concesionarios es la vigente en ese período y que ese valor es definitivo y no será revisado, bajo ningún concepto, con carácter retroactivo. Las sanciones aplicadas durante ese período tienen un tratamiento que se establece en el Acuerdo.

⁶ Es oportuno acotar que la Revisión Tarifaria no es una instancia de negociación, sino el procedimiento que establece la Ley N° 24.065 mediante la cual el Estado ejerce su facultad de autorizar la tarifa del servicio público.



La definición de la segunda etapa incluye un primer incremento razonable de la remuneración de la Concesionaria y la definición de algunos mecanismos que permiten, durante ese período, reducir las exigencias financieras del servicio, atenuando con ello la necesidad de aumentar los ingresos de la prestadora para sostener el servicio.

6.- ¿Cuál es el nivel de “costos reconocidos” durante la transición?

El nivel de costos reconocidos es el mínimo necesario para cubrir la operación, el mantenimiento y las inversiones del servicio. El objetivo principal y prioritario es sostener la prestación del servicio en condiciones técnico - económico adecuadas, disponiendo el Concesionario de un margen acotado para cubrir costos de capital propio y de terceros, en la medida que cumpla con el Plan de Inversiones comprometido.

Es importante reiterar que los costos reconocidos incluidos en el Acuerdo no incluyen ningún tipo de compensación ni resarcimiento por las medidas de la emergencia.



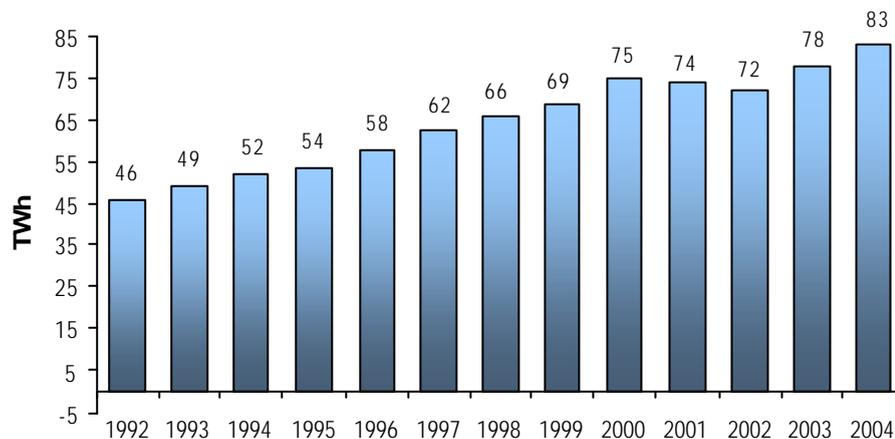
5. FUNDAMENTOS TECNICO – ECONOMICOS SOBRE LA PROPUESTA A EDESUR S.A.

5.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

5.1.1 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 y 2004 recupera los niveles previos a la crisis. En los trece años de la serie la demanda creció en promedio un 5% anual acumulativo. Esto se pone en evidencia en el gráfico siguiente.

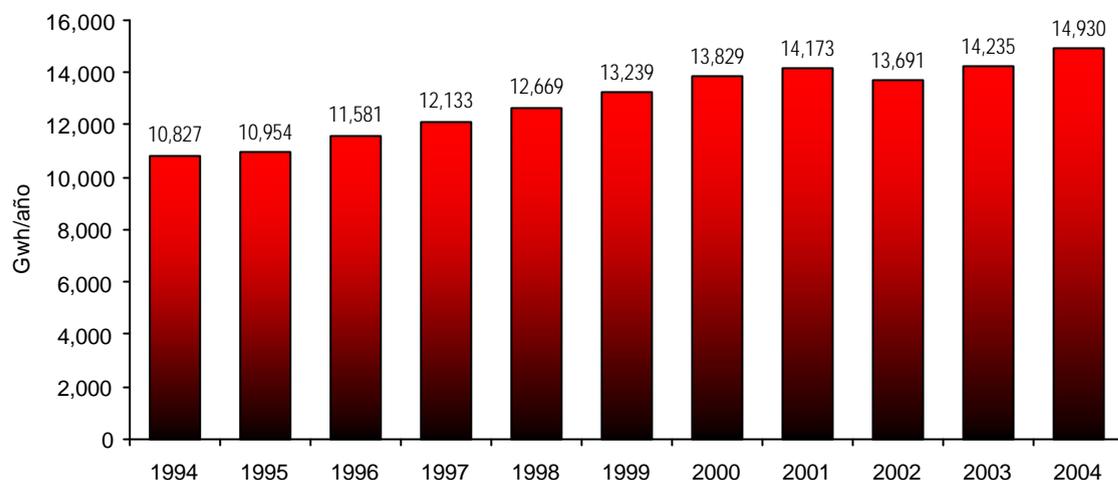
Demanda de Electricidad – Sistema MEM
Período 1992 – 2003 – En TWh/año



En cuanto a Edesur, si bien la evolución de la demanda de electricidad para el período 1994-2004 es similar a la demanda total de energía para todo el país, el crecimiento promedio anual es del orden del 3%. En este caso, la contracción se registra durante el año 2002; y luego retoma la tendencia expansiva en el 2003 y 2004.



Demanda Total de Electricidad en el Area de Edesur Periodo 1994-2004- En GWh/año



En lo que se refiere a la energía facturada, se observa que durante todo el período, el segmento de clientes cautivos crece, debido a la mayor utilización de equipamiento y artefactos eléctricos y al crecimiento de la población. En lo que respecta a los clientes por servicios de peaje, sigue un recorrido ascendente durante el primer tramo (1994-2000), y a partir de allí, descendente hasta el 2004. Esta disminución es absorbida por el incremento en la facturación de clientes cautivos, de manera tal que, la demanda total continúa su sendero de expansión.

En tanto, las pérdidas en la red eléctrica disminuyen en el período 1994-1999, impulsadas las acciones encaradas por la empresa y fundamentalmente por el proceso de crecimiento económico que, al revertir su tendencia, comienza a ejercer una influencia negativa sobre las mismas. De esta manera, se puede ver que, al acentuarse los efectos de la contracción económica sobre el ingreso y próximos al agotamiento de la convertibilidad, las pérdidas del sector comienzan a incrementarse.

Energía Facturada en el Area de Edesur Período 1994-2004 - En GWh

Año	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Clientes Propios	9,059	9,000	9,096	9,291	9,183	9,581	9,765	10,212	9,704	10,415	11,384
GUMA/GUME	162	716	1,300	1,863	2,470	2,717	2,761	2,621	2,405	2,125	1,836
Total	9,221	9,716	10,396	11,154	11,653	12,298	12,526	12,833	12,109	12,540	13,220
Pérdidas	14.8%	11.3%	10.2%	8.1%	8.0%	7.1%	9.4%	9.5%	11.6%	11.9%	11.5%

Si se considera el número de clientes, la evolución en el área de Edesur fue la siguiente:

Clientes del Area de Edesur 1994-2004

Edesur	Año	1994	1995	1996	1997	1998
Clientes BT/R	N°	1,717,389	1,746,678	1,750,932	1,786,339	1,800,317
Clientes BT/G	N°	303,998	268,652	257,098	257,031	259,368
Clientes BT/AP	N°	13	13	13	14	14
Clientes BT/T2	N°	16,513	28,939	28,984	29,053	28,115
Clientes BT/T3	N°	4,580	4,623	4,470	4,562	4,695
Clientes MT	N°	765	717	662	902	1,042
Clientes AT	N°	3	5	5	5	5
Total Usuarios Cautivos	N°	2,043,261	2,049,627	2,042,164	2,077,906	2,093,556
Total Grandes Usuarios	N°	-	93	190	354	708
Total Usuarios	N°	2,043,261	2,049,720	2,042,354	2,078,260	2,094,264



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Edesur	Año	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Clientes BT/R	Nº	1,812,963	1,818,951	1,809,642	1,805,549	1,827,002	-
Clientes BT/G	Nº	258,416	255,990	254,120	253,827	260,041	-
Clientes BT/AP	Nº	14	14	14	14	14	-
Clientes BT/T2	Nº	28,102	27,613	26,976	24,839	24,454	-
Clientes BT/T3	Nº	4,717	4,658	4,569	4,398	4,336	-
Clientes MT	Nº	1,163	1,241	1,347	1,365	1,403	-
Clientes AT	Nº	5	5	5	5	5	-
Total Usuarios Cautivos	Nº	2,105,380	2,108,472	2,096,673	2,089,997	2,117,255	2,128,368
Total Grandes Usuarios	Nº	735	753	818	874	792	-
Total Usuarios	Nº	2,106,115	2,109,225	2,097,491	2,090,871	2,118,047	2,128,368

Fuente: Elaboración propia sobre datos de Edesur y la Secretaría de Energía.

Nótese que durante el período 1994-2004, la cantidad de clientes cautivos se incrementa levemente, como resultado del aumento vegetativo. Un dato relevante se refiere a los clientes incorporados a la categoría Medianas Demandas en baja tensión (BT/T2), la que experimenta un crecimiento significativo a partir del año 1995, debido al proceso de recategorización implementado por la empresa.

Con respecto a los grandes usuarios, la retracción de los límites que restringían la compra directa de energía por parte de estos consumidores, permitió que un mayor número accediera a este mercado. Esto último se evidencia en la cantidad de grandes usuarios que se incorporan en los primeros años del período. Cabe mencionar que el número de dichos clientes, se reduce en 2003, luego del vencimiento de los contratos celebrados entre estos usuarios y las compañías generadoras.

5.1.2 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, en consonancia con proyecciones razonables de aumento de PBI.
- 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 Edesur, durante los últimos meses del año 2004, se han registrado niveles levemente positivos de variación de la demanda con relación al año 2003 que se repiten en los primeros meses de 2005.
- El fenómeno de la desaceleración también se registra cuando se considera la evolución de la demanda de los últimos años, especialmente a partir de 1998. Si se tomara la evolución promedio entre 1997 y 2004, la demanda creció anualmente un 3,0 %.

A partir de estas consideraciones se prevé que la evolución de la demanda aumentará en el año 2005 alrededor del 3.3 %, pudiendo bajar levemente, dependiendo de la evolución general de la economía y los ingresos de los agentes en el 2006; año para el cual se proyecta un 3.5 %.

Un mayor o menor incremento de la demanda tiene, no solo tiene impacto directo sobre los ingresos; 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 eventual aumento de los precios de la economía. En cuanto a las inversiones, un mayor o menor nivel de crecimiento puede dar lugar a adelantos o postergaciones, respecto del plan previsto originalmente.

Demanda Total Area Edesur Período 2004 – 2006

Demanda Area Edesur	2005	2006
Valores físicos (GWh/año)	15,452	15,993
Clientes Propios	13,106	13,564
Grandes Clientes MEM	2,347	2,429
Variación respecto año ant.	3.3%	3.5%

5.2 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 Edesur e información relevante del propio conocimiento del Equipo Técnico. Este informe está relacionado con los anteriores preparados por el Equipo Técnico de la UNIREN.

5.2.1 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	362,293
General	172,737
Industrial	147,100
Grandes Demandas-BT	137,883
Grandes Demandas-MT	34,877
Grandes Demandas-AT	0
Peajes BT	8,862
Peajes MT	26,906
Peajes AT	369
Energía pendiente	1,648
Otros Ingresos	51,756
Otros Impuestos Directos	-13,172
Deudores Incobrables	-13,223
Total Ingresos	918,035



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 representó el 40 % del total facturado.

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 Edesur estos representan el 6 % 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

Ventas	1999	2000	2001	2002	2003
Residencial	255,980	252,675	243,509	305,374	362,293
General	237,496	232,383	226,883	149,402	172,737
Industrial	136,329	139,390	136,557	131,878	147,100
Grandes Demandas-BT	155,470	154,122	153,209	131,962	137,883
Grandes Demandas-MT	44,085	49,729	55,111	45,025	34,877
Grandes Demandas-AT	22	0	0	0	0
Peajes BT	9,418	9,543	6,934	10,737	8,862
Peajes MT	42,589	40,964	39,611	41,325	26,906
Peajes AT	520	733	754	650	369
Energía pendiente	-9,778	-1,158	-1,687	6,658	1,648
Otros Ingresos	57,164	39,829	44,705	47,367	51,756
Otros Impuestos Directos	0	0	4,558	-12,004	-13,172
Deudores Incobrables	-16,482	-17,014	-18,452	-35,317	-13,223
Total Ingresos	912,813	901,196	891,692	823,056	918,035

Del cuadro anterior se desprende que para el año 2003, los ingresos por distribución de electricidad se incrementan, luego de haber experimentado disminuciones a lo largo del período. La mencionada trayectoria, se explica fundamentalmente por la evolución positiva de los ingresos por ventas provenientes del segmento residencial y general.

Sin embargo, el resultado positivo de esta variable se ve condicionado por un incremento considerable en las provisiones por deudores incobrables, atribuible a una reducción de los niveles de cobranza resultante de la crisis social que afecta al país.

Por otro lado, el impuesto a los débitos y créditos en cuenta corriente, (comúnmente denominado “impuesto al cheque”), implementado a partir del año 2001, incide también de manera negativa sobre los ingresos percibidos. Con respecto a esto, nótese que el rubro “otros impuestos directos” adquiere una dimensión relevante en el lapso 2001-2003.

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 Edesur transan en el MEM.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Facturación a Clientes Propios y del MEM Período 1997 – 2003 – En GWh

Sector	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Residencial	3,851	3,946	4,299	4,346	4,443	4,208	4,230
General	1,154	1,222	1,331	1,299	1,293	1,195	1,315
Alumbrado Público	387	380	382	389	391	417	424
Medianas Demandas	1,187	1,256	1,299	1,324	1,337	1,206	1,226
Clientes BT	1,730	1,791	1,826	1,852	1,963	1,761	1,791
Clientes MT	2,710	2,926	3,056	3,204	3,292	3,189	3,406
Clientes AT	141	158	133	167	172	167	173
Total Propios + MEM	11,160	11,680	12,325	12,582	12,892	12,143	12,565
Variación		4.7%	5.5%	2.1%	2.5%	-5.8%	3.5%

En el cuadro se observa la manera en que el efecto recesivo impactó en la facturación de la empresa, sobre todos a partir del año 2000. Si bien la tendencia de ventas es creciente durante todo el período, excepto 2002, la evolución muestra la recuperación iniciada en 2003, que se prolonga en 2004.

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

Facturación Total Area Edesur En GWh/año

Facturación Area Edesur	2005	2006
Valores físicos (GWh/año)	13,727	14,243
Clientes Propios	11,474	11,911
Grandes Clientes MEM	2,253	2,332
Pérdidas totales	-11.2%	-10.9%

5.2.2 Costos

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



**Gastos Regulados y No Regulados
Período 1999 – 2003 - En Miles de Pesos**

	AÑO 1999	AÑO 2000	AÑO 2001	AÑO 2002	AÑO 2003
Egresos					
Compras de energía MEM	142,620	311,994	364,248	344,772	398,201
Compras de energía contratos	264,880	92,762	527	0	0
Previsiones Deudores Incobrables	16,482.00	17,014.00	18,452.00	20,502.05	13,470.00
Tasas ENRE	3,217	3,198	3,318	3,757	3,306
Multas ENRE	13,098	18,233	17,860	26,854	24,029
Operador Técnico-Free	33,372	41,291	48,711	51,296	39,850
Operaciones y Mantenimiento					
Sueldos y cargas sociales	66,336	47,358	36,433	38,581	49,064
Honorarios y servicios contratados	22,610	22,156	21,195	21,230	29,481
Costos generales O & M actividades reguladas	12,942	10,829	14,055	14,242	19,243
Costos generales O & M actividades no reguladas	0	0	1,324	1,220	3,424
Administración y Comercialización					
Sueldos y cargas sociales	34,575	51,639	42,111	36,861	47,384
Honorarios y servicios contratados	21,701	16,715	18,135	24,619	28,321
Costos generales comercialización	10,795	7,780	9,395	8,631	10,969
Costos generales administración actividad regulada	2,973	3,957	3,762	19,635	23,795
Total Egresos	645,601	644,926	599,526	612,200	690,537

Del mismo se deduce como principal egreso la compra de energía al MEM, esto es en función de la variación que sufrió esta variable, como de la proporción que ocupa dentro del total de los gastos. Se verifica que en el año 1999, las compras de energía representaban un 63.1 % del total de los egresos, mientras que para el 2003, este valor asciende al 57.7 %. La razón de este cambio se encuentra en la importante reducción de los precios de compra y el aumento de los precios de la economía que inciden en los costos generales de la compañía.

Compras de Energía

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

COMPRA DE ENERGÍA 1999-2003

Compras MEM	1999	2000	2001	2002	2003
Valores físicos (GWh/año)	10,523	11,068	11,552	11,285	12,110
Valores Monetarios (Millones \$)	414	412	371	350	404
Precio Promedio (\$/MWh)	39.37	37.22	32.09	31.05	33.33

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

De este cuadro se desprende que la compra tuvo una tendencia creciente en los primeros años, que comienza a desacelerarse en el 2001, y encuentra una interrupción en el año 2002, período en que la crisis económica ejerce mayor impacto. Luego retoma la tendencia expansiva, y logra alcanzar en el 2003 un crecimiento del 7%, con respecto al año anterior, 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 ésta 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 en el año 2003.

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



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- La evolución prevista de la demanda global del Area de Edesur, incluyendo tanto los clientes cautivos como los que realizan transacciones directamente en el MEM.
- 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 y social podría traducirse en una disminución de las pérdidas (proyectadas a un promedio del 11 % anual).

A partir de este análisis se proyectó el costo de compra de energía para los años 2005 a 2006, ilustrada en el cuadro siguiente.

EDESUR: COMPRA DE ENERGÍA
Periodo 2005-2006

Compras MEM	2005	2006
Valores físicos (GWh/año)	13,106	13,564
Valores Monetarios (Millones \$)	632	654
Precio Promedio (\$/MWh)	48.21	48.21

Gastos en Personal

Durante los años previos a la crisis de fines de 2001, Edesur enfrentó un fuerte proceso de reducción de personal. Ello se evidencia a través de la disminución en la cantidad de empleados: en 1999 la empresa contaba con 2.695 empleados y el en 2001 con 2.267.

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 (Miles de \$)	100,911	98,997	78,544	75,442	96,448
M.O.Capitalizable (Miles de \$)	10,220	10,838	12,231	3,847	5,605
Masa salarial total (Miles de \$)	111,131	109,835	90,775	79,289	102,053
Cantidad de Empleados (N°)	2,695	2,379	2,267	2,251	2,251
Salario Medio (\$-año/empleado)	41,236	46,169	40,042	35,224	45,337
Indice 2001 = 100			100	88.0	113.2

(*) Se incluyen los gastos asignados a la actividad regulada y no regulada.

De acuerdo con lo informado por la empresa, los gastos en personal han aumentado en términos corrientes durante el año 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 causa de esto, los salarios medios se incrementaron en términos nominales.



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). Esto implica que el valor del costo salarial anual para Edesur en 2001 sería de \$ 40.042 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 2004 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.

Sobre esta hipótesis se proyectaron los valores para los años 2005 – 2006 para lo cual se ha formulado un escenario en el que los salarios medios recuperan una parte de 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 (MM\$)	96.38	116.91	122.99	123.09
Mano de Obra Activada	12.23	11.29	14.71	14.71
Salarios Totales	90.77	105.62	108.28	108.38
Cantidad de Empleados (N°)	2251	2251	2262	2262
Salario Medio (\$-año/empleado)	40042	51936	54373	54415
Indice 2001 = 100	100	129.7	135.8	135.9

Operador Técnico

De acuerdo con la información suministrada para el período 1999 – 2003 Edesur ha contabilizado dentro de los gastos la remuneración al Operador Técnico (entre \$ 33 y 51 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 tanto 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	44,311	38,871	39,330	45,849	57,802
Gastos Generales O&M y A&C	26,394	22,209	22,189	28,845	39,060
Previsiones por deudores incobrables	16,482	17,014	18,452	20,502	13,470
Impuestos, tasas y contribuciones	312	354	5,022	13,663	14,947
Tasas ENRE	3,217	3,198	3,318	3,757	3,306
Total (Miles \$)	90,716	81,646	88,311	112,616	128,585

Los gastos realizados en los años 2002 y 2003 son el resultado de niveles similares o inferiores de actividad pero afectados por el incremento general de precios luego de la salida de la Convertibilidad.



Puede decirse que, en general todas las empresas adoptaron una política restrictiva de gastos, especialmente en el año 2002. A causa de esto, 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.

Es necesario aclarar que el aumento del concepto "Impuestos, tasas y contribuciones", responde al impacto del "Impuesto a los Créditos y Débitos en Cuenta Corriente" 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	2006
Tipo de Cambio	1.9%	212%	195%	194%	197%	197%
IPIM	15.4%	83%	116%	132%	140%	140%
IPC	6.7%	27%	45%	51%	55%	55%
Gas Oil	0.2%	78%	138%	145%	153%	153%
Salarios	44.8%	3%	16%	28%	32%	32%
Ingresos	31.0%	0%	0%	0%	21%	23%
Total	100.0%	20%	32%	40.6%	50.0%	50.6%

El hecho que Edesur 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 (\$ 86.9 millones, incrementados en \$ 13.3 millones en concepto de impuesto a los créditos y débitos bancarios, que prácticamente no existía en ese período). Si se aplicaran estrictamente los valores indexados se deberían prever gastos acrecentados entre un 50 % para el período 2005 – 2006, 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 esos niveles de eficiencia. 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.

**Gastos Generales de Operación, Mantenimiento, Administración y
Honorarios y Servicios Contratados - Período 2005 – 2006 - En Miles de Pesos**

GASTOS O&M Y A&C Y HONORARIOS	2005	2006
Honorarios y Serv. Contratados	62621	62621
Gastos Generales O&M y A&C	47715	47263
Previsiones por deudores incobrables	17848	18627
Impuestos Tasas y Contribuciones	19992	20194
Tasas ENRE	3526	4344
Total (Miles \$)	151702	153048



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 simultáneamente.

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	2005	2006
Compras de Energía	631.85	653.91
Gastos en Personal (neto de capitalización)	108.28	108.38
Operador Técnico	0.00	0.00
Honorarios y Servicios Contratados	62.62	62.62
Gastos Generales de O y M y A y C	47.72	47.26
Impuestos Tasas y Contribuciones	19.99	20.19
Previsiones por deudores incobrables	17.85	18.63
Tasas ENRE	3.53	4.34
Total Gastos	891.84	915.34

Margen Operativo

A partir de la información de ingresos y egresos, se calculó el margen operativo⁷ obtenido en el período 1999 – 2003. Se destaca particularmente en este análisis, el margen del año 2001 que supera el registrado en años anteriores debido a una baja muy importante de los costos, especialmente en la compra de energía.

Además, se constata que la diferencia entre ingresos y egresos se reduce de manera significativa en el año 2002, esto es un 16 % menos al año anterior, y es resultado del aumento de costos generado a partir de la crisis económica experimentada por la Argentina que hace eclosión en el año 2001.

Por otra parte, los ingresos de la compañía logran recuperarse al final del período debido al incremento de las ventas de energía, en el marco de un proceso de reactivación económica. No obstante, puede observarse que dicho aumento no llega a absorber el monto creciente de egresos que se verifica en esta etapa. En efecto, los egresos se elevan en el 2003 un 13% con respecto al 2002, de manera tal que, el margen operativo continúa en niveles inferiores a los registrados al

⁷ Margen operativo definido como la diferencia entre ingresos y egresos, regulados y no regulado.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

inicio del período. Los costos generales destinados a operaciones y mantenimiento son los que mayor incidencia tienen sobre los gastos totales.

Margen Operativo – Período 1999 – 2003
En Miles de Pesos

Concepto	1999	2000	2001	2002	2003
Ingresos	939.1	919.4	907.3	870.4	944.4
Egresos	645.6	644.9	599.5	612.2	690.5
Margen Operativo	293.5	274.4	307.7	258.2	253.9

5.2.3 Inversiones

Niveles históricos y proyectados

De acuerdo con el requerimiento formulado por la Unidad a fines del 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:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Plan de Inversiones 1994 – 2003

DETALLE DE INVERSIONES POR OBJETIVO REGULATORIO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
TRANSFORMACIÓN- EXPANSIÓN DE LA RED-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/AT	0	0	207	3,537	52,197	10,755	9,303	4,265	250	3,864
TRANSFORMACIÓN- MEJORA DE LA RED-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/AT	95	134	366	536	14	302	1,329	472	632	91
TRANSFORMACIÓN- EXPANSIÓN DE LA RED-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/MT	2,148	831	4,003	1,749	8,213	10,446	6,146	4,021	2,955	3,402
TRANSFORMACIÓN- MEJORA DE LA RED-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/MT	3,496	5,020	3,012	2,918	603	1,422	3,396	3,694	1,221	3,223
TRANSFORMACIÓN- EXPANSIÓN DE LA RED-CENTRO TRANSFORMACIÓN-CÁMARAS	2,291	30	1,034	1,977	2,320	3,608	1,857	2,707	689	1,354
TRANSFORMACIÓN- MEJORA DE LA RED-CENTRO TRANSFORMACIÓN-CÁMARAS	470	279	2,567	2,900	488	2,965	1,673	3,383	1,089	1,448
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-CENTRO TRANSFORMACIÓN-CÁMARAS	0	0	88	88	922	194	1,466	271	2,473	957
TRANSFORMACIÓN- EXPANSIÓN DE LA RED-CENTRO TRANSFORMACIÓN-PLATAFORMAS	2,085	368	631	1,850	0	516	2,253	1,834	1,325	735
TRANSFORMACIÓN- MEJORA DE LA RED-CENTRO TRANSFORMACIÓN-PLATAFORMAS	2,775	166	3,184	1,303	435	829	856	1,099	1,884	28
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-CENTRO TRANSFORMACIÓN-PLATAFORMAS	0	0	0	0	0	16	762	60	591	3,286
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 220 KV	0	0	0	0	0	153	0	0	0	0
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 220 KV	0	78	0	0	61	0	95	864	4	142
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 220 KV	0	0	0	0	0	0	0	118	0	0
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 132 KV	0	0	0	3,536	293	570	7,559	17,598	21,892	2,746
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 132 KV	1,695	975	0	719	73	0	1,955	904	0	3,215
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 132 KV	21	0	5	0	0	0	0	4	144	285



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Plan de Inversiones 1994 – 2003

DETALLE DE INVERSIONES POR OBJETIVO REGULATORIO	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-LÍNEAS 220 KV	0	0	29	68	0	0	422	0	0	0
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-LÍNEAS 220 KV	177	0	0	0	0	0	43	0	0	165
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-LÍNEAS 132 KV	0	0	875	56	0	0	892	4,654	27	0
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-LÍNEAS 132 KV	544	9	22	242	208	0	12	0	0	140
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED ALTA TENSIÓN-LÍNEAS 132 KV	32	0	0	9	0	596	10	0	0	0
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-LÍNEAS 33 KV	0	0	0	79	20	0	9	0	13	16
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-LÍNEAS 27,5 KV	0	0	0	0	0	0	0	6,906	0	0
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED MEDIA TENSIÓN-CABLES	619	274	83	106	783	1,844	5,884	3,915	345	146
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED MEDIA TENSIÓN-CABLES	14,624	765	1,034	1,387	624	1,488	520	1,238	703	2,721
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED MEDIA TENSIÓN-CABLES	0	0	0	75	0	0	0	373	118	0
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED MEDIA TENSIÓN-LÍNEAS	1,042	194	580	472	295	1,462	363	2,300	5	0
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED MEDIA TENSIÓN-LÍNEAS	6,371	1,200	2,138	3,037	540	110	520	1,483	1,152	2,803
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED MEDIA TENSIÓN-LÍNEAS	18	0	0	26	0	0	1,869	2,790	3,381	10,216
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED BAJA TENSIÓN-CABLES	4,582	1,133	1,386	1,095	1,807	1,070	999	3,537	366	230
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED BAJA TENSIÓN-CABLES	2,964	1,262	2,171	2,315	1,885	3,988	2,444	4,826	4,143	8,018
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED BAJA TENSIÓN-CABLES	16	0	0	0	532	4,224	5,295	493	2,690	3,099



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Plan de Inversiones 1994 – 2003

DETALLE DE INVERSIONES POR OBJETIVO REGULATORIO	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED BAJA TENSIÓN-LÍNEAS	314	864	1,196	496	196	538	1,463	890	180	166
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED BAJA TENSIÓN-LÍNEAS	3,613	1,671	2,897	4,669	3,830	5,855	1,644	3,872	3,614	4,696
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED BAJA TENSIÓN-LÍNEAS	0	0	81	0	1,250	2,753	7,570	2,598	1,011	971
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED PIMT	84,144	34,226	16,156	2,357	1,300	434	236	0	0	0
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED PIMT	0	0	0	24	42	0	13	0	0	0
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED PIMT	0	0	0	0	229	0	107	734	0	0
MEDIDORES-TARIFA 1	30,024	19,882	8,204	9,713	9,049	10,250	7,956	8,278	6,470	9,437
MEDIDORES-TARIFA 2	0	0	3,178	2,982	3,617	3,210	3,607	3,189	2,284	3,083
MEDIDORES-TARIFA 3-BT	0	0	6,268	7,730	8,229	7,839	3,938	4,634	2,540	3,767
MEDIDORES-TARIFA 3-MT	0	0	0	708	2,216	3,771	5,381	5,418	5,822	4,609
TELECONTROL-ALTA TENSIÓN	1,433	37	1,379	3,993	2,759	2,452	1,315	1,235	46	497
TELECONTROL -MEDIA TENSIÓN	130	0	0	0	0	0	4	1	0	12
RECUPERACIÓN DE ENERGÍA	41,504	25,695	16,659	16,114	15,273	6,583	7,093	8,816	13,156	25,151
PLANIFICACIÓN, NORMATIZACIÓN Y CONTROL DE LA RED	4,218	408	2,762	2,411	24	0	585	1,032	0	0
TELECOMUNICACIONES	770	7,885	2,244	1,059	68	296	233	187	253	97
INFORMÁTICA	5	10,023	6,347	4,493	4,308	3,261	2,396	9,227	5,920	3,682
MAQUINARIAS, HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE LABORATORIO	114	995	1,144	1,582	0	2,429	1,213	850	155	865
MUEBLES Y ÚTILES	0	336	331	764	1,013	624	47	23	26	0
EDIFICIOS	7	11,052	1,784	26,346	10,910	12,960	2,282	4,734	454	548
MEDIOS DE TRANSPORTE	0	0	0	0	18	203	0	0	0	0
TOTAL INVERSIÓN (Cargos directos e indirectos)	216,328	129,783	98,036	119,515	140,640	114,012	109,016	133,528	94,025	113,916



El Plan de Inversiones proyectado para el periodo 2004 – 2008 presentado por la empresa es el siguiente:

Plan de Inversiones 2004 – 2008
En miles de Pesos

DETALLE DE INVERSIONES POR OBJETIVO REGULATORIO	PLAN DE INVERSIONES PLANIFICADO 2004-2008				
	2004	2005	2006	2007	2008
TRANSFORMACIÓN- EXPANSIÓN DE LA RED-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/AT	5,723	14,903	12,507	31,655	16,929
TRANSFORMACIÓN- EXPANSIÓN DE LA RED-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/MT	12,619	24,852	16,508	9,497	12,261
TRANSFORMACIÓN- EXPANSIÓN DE LA RED-CENTRO TRANSFORMACIÓN-CÁMARAS	6,421	6,372	6,510	6,559	6,619
TRANSFORMACIÓN- EXPANSIÓN DE LA RED-CENTRO TRANSFORMACIÓN-PLATAFORMAS	3,192	3,167	3,235	3,260	3,290
TRANSFORMACIÓN- MEJORA DE LA RED-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/AT	1,865	868	646	644	644
TRANSFORMACIÓN- MEJORA DE LA RED-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/MT	6,125	5,845	6,118	6,391	6,384
TRANSFORMACIÓN- MEJORA DE LA RED-CENTRO TRANSFORMACIÓN-CÁMARAS	7,676	7,617	7,781	7,840	7,912
TRANSFORMACIÓN- MEJORA DE LA RED-CENTRO TRANSFORMACIÓN-PLATAFORMAS	7,098	7,044	7,196	7,251	7,317
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 220 KV	0	0	6,026	11,942	34,294
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 132 KV	20,020	37,503	15,954	1,715	6,520
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED MEDIA TENSIÓN-CABLES	18,378	18,423	16,614	15,890	19,931
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED MEDIA TENSIÓN-LÍNEAS	0	5,815	4,221	847	4,168
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED BAJA TENSIÓN-CABLES	7,447	7,390	7,550	7,607	7,677
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - EXPANSIÓN DE LA RED-RED BAJA TENSIÓN-LÍNEAS	570	566	578	582	588
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 220 KV	1,158	3,191	3,421	3,445	3,831
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 132 KV	8,367	11,884	13,848	13,831	14,699
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED MEDIA TENSIÓN-CABLES	6,046	5,999	6,129	6,176	6,232
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED MEDIA TENSIÓN-LÍNEAS	10,447	10,367	10,590	10,671	10,769
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED BAJA TENSIÓN-CABLES	9,339	9,267	9,467	9,539	9,627
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN - MEJORA DE LA RED-RED BAJA TENSIÓN-LÍNEAS	1,074	1,086	1,113	1,162	1,197
MEDIDORES-TARIFA 1	40,186	41,091	42,264	51,600	46,465



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

Plan de Inversiones 2004 – 2008
En miles de Pesos

DETALLE DE INVERSIONES POR OBJETIVO REGULATORIO	PLAN DE INVERSIONES PLANIFICADO 2004-2008				
	2004	2005	2006	2007	2008
MEDIDORES-TARIFA 2	6,839	2,636	2,502	1,979	2,054
MEDIDORES-TARIFA 3-MT	17,057	17,678	18,326	19,466	20,264
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/AT	316	96	291	0	0
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-SUBESTACIONES-SUBESTACIONES AT/MT	2,920	2,420	2,124	2,085	1,571
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-CENTRO TRANSFORMACIÓN-CÁMARAS	3,498	3,468	3,496	1,224	1,236
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-CENTRO TRANSFORMACIÓN-PLATAFORMAS	11,818	11,515	11,357	3,134	2,886
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED ALTA TENSIÓN-CABLES 132 KV	0	0	65	0	0
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED MEDIA TENSIÓN-CABLES	2,040	2,024	2,068	2,084	2,103
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED BAJA TENSIÓN-CABLES	27,226	27,962	28,903	30,797	28,652
MEDIO AMBIENTE, SEGURIDAD EN VÍA PÚBLICA Y OTROS REQU.LEGALES-RED BAJA TENSIÓN-LÍNEAS	5,627	5,584	5,705	5,748	5,801
TELECONTROL-ALTA TENSIÓN	8,660	7,933	3,373	4,646	6,193
RECUPERACIÓN DE ENERGÍA	22,971	20,707	20,657	36,233	23,939
TELECOMUNICACIONES	1,335	689	734	504	531
INFORMÁTICA	10,133	19,850	13,131	5,202	3,894
MAQUINARIAS, HERRAMIENTAS Y EQUIPOS DE LABORATORIO	2,401	2,116	2,300	2,295	2,287
MUEBLES Y ÚTILES	77	182	184	183	183
EDIFICIOS	29,879	24,803	2,833	3,127	1,947
MEDIOS DE TRANSPORTE	2,505	2,903	3,559	3,215	2,943
TOTAL INVERSIÓN	331,059	377,819	321,887	332,035	335,844



En reuniones preliminares celebradas con la empresa, esta ha manifestado que el plan propuesto tiene como finalidad transformar, expandir y mejorar el servicio, en lo que se refiere a las redes de alta, media y baja tensión, cámara y plataformas. También se implementaran mejoras en la transmisión y distribución de electricidad; de esta forma la compañía asegura la continuidad del servicio y conserva la calidad de las instalaciones que con el correr del tiempo sufren un deterioro y se tornan obsoletas.

Sin embargo, las particulares condiciones de los diversos agentes económicos hacen que no sea posible erogar los montos previstos y que los mismos sean financiados por el propio negocio. Por lo tanto, se han adoptado valores de referencia mínimos de inversión que permitan, incrementando significativamente los últimos registros históricos, poder hacer frente a los requerimientos más urgentes en materia de inversión.

Como fuera expresado en la introducción, la propuesta formulada se realiza sobre determinados alcances y condiciones del posible acuerdo. De continuarse con las tratativas se puede formular un encuadramiento más preciso de uno de los puntos centrales, como lo es el plan de inversiones comprometido.

En el siguiente cuadro se menciona el monto total de inversiones proyectadas para los años 2005 y 2006, de acuerdo con lo especificado en la Carta de Entendimiento. Esta información aún no ha sido sometida a una discusión particular con la empresa, por lo que si así sucediere podría estar acotada con mayor precisión en su nivel y estructura.

Plan de Inversiones 2005-2006 En millones de Pesos

	2005	2006
Inversiones Previstas	236,1	239,9

Actualización del Valor de los Equipos de Red

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:

MATRIZ DE INCIDENCIA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Concepto	Proporción Sobre Total	Tipo de Cambio	Salarios	IPIM	IPC
Sub Estaciones	14%	10.00	8.00	82.00	0.00
Red AT	11%	14.00	16.00	70.00	0.00
Red MT+CT	32%	37.45	23.55	27.02	11.98
Red BT	24%	42.56	24.79	20.81	11.83
Conexiones y Medidores	19%	0.00	0.00	100.00	0.00
Total Sistema Distribución	100%	25.34	16.47	51.44	6.74



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), Subestaciones Transformadoras (SS.EE.) y Conexiones y Medidores. La proporción sobre el total corresponde a una estimación del valor de cada uno de los ítems sobre el valor total del sistema a diciembre de 2001, según los registros disponibles. 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 EDESUR 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:

Concepto	Indice	Descripción
Comunicaciones	IPIM-32	Equipos y Aparatos de Radio y Televisión
Informática	IPIM-30	Maquinas de Oficina e Informática
Muebles y Utiles	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

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 Edesur. 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 \$	Proporción Sobre Total	Incidencias				
			Tipo de Cambio	Salarios	IPIM	IPC	ICC Gral.
Subestaciones	247,393	12%	10.00	8.00	82.00	0.00	0.00
Red AT	193,144	9%	14.00	16.00	70.00	0.00	0.00
Red de MT + C.T.	575,148	27%	37.45	23.55	27.02	11.98	0.00
Red BT	436,554	21%	42.56	24.79	20.81	11.83	0.00
Conexiones y Medidores	335,171	16%	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00
Comunicaciones	39,651	2%	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00
Informática	57,562	3%	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00
Muebles y Útiles	7,147	0%	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00
Aparatos Herramientas y Varios	12,756	1%	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00
Medios de Transporte	5,536	0%	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00
Edificios Instalaciones y Terrenos	60,141	3%	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00
Obras en Ejecución	139,739	7%	25.34	16.47	51.44	6.74	0.00
Anticipo a Proveedores	1,878	0%	25.34	16.47	51.44	6.74	0.00
Total	2,111,820	100%	23.15	15.04	52.80	6.16	2.85

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 Edesur.

5.2.4 Intereses de Préstamos

EDESUR informó a la UNIREN que el monto sin cancelar de los pasivos financieros al 30/10/2003 asciende a \$ 514.7 millones. El detalle es el siguiente:



Situación del Endeudamiento al 30-10-03

Entidad	Moneda	Saldo al 31-10-2003	Intereses
CITIBANK	Pesos	7,488	6.50%
CITIBANK	Pesos	6,047	7.00%
CITIBANK	Pesos	1,896	7.00%
LLOYD'S	Pesos	4,505	7.31%
BANK BOSTON	Pesos	3,507	8.50%
BANK BOSTON	Pesos	2,205	8.50%
BANK BOSTON	Pesos	8,017	8.50%
BNP	Pesos	8,051	6.44%
RIO	Pesos	15,071	8.25%
RIO	Dólares US	6,162	4.71%
LLOYD'S	Dólares US	1516	5.66%
LLOYD'S	Dólares US	9,170	5.91%
LLOYD'S	Dólares US	10,491	6.75%
BANK BOSTON	Dólares US	2,614	7.37%
BANK BOSTON	Dólares US	1,946	6.46%
BANK BOSTON	Dólares US	2,036	7.83%
BANK BOSTON	Dólares US	827	7.82%
BEAL	Dólares US	17,829	4.84%
BAYERISCHE	Dólares US	7,685	6.09%
BAYERISCHE	Dólares US	10,545	7.70%
TOKYO	Dólares US	15,775	5.17%
TOKYO	Dólares US	18,206	5.09%
SANTANDER	Dólares US	18,542	5.35%
BNL	Dólares US	4,229	5.43%
TOKYO	Dólares US	8,611	5.02%
BANK BOSTON	Yenes	2,402,222	7.04%
CITIBANK	Dólares US	988	s/d
Resumen Deuda	Moneda de Origen	En Pesos	
Pesos	56,786	56,786	
Dólares	137,174	395,062	
Yenes	2,402,222	62,889	
Total		514,736	

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 8 % anual para la deuda en pesos y una del 6 % para la deuda en dólares y yenes. 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.

5.2.5 Variación de la Remuneración. Impacto

Del análisis preliminar de los costos operativos, comerciales y administrativos y de la propuesta de inversión surge que una variación de la remuneración propia de la Distribuidora del 23 % a partir de febrero de 2005 surgía como un nivel razonable y que cumplía las condiciones básicas previstas:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- Cubrir los costos operativos, comerciales y administrativos, compatibles con una operación eficiente de la empresa para el Periodo de Transición.
- Financiar un plan de inversiones mínimo que permita mantener los niveles de calidad de servicio del contrato.
- Permitir obtener un excedente de caja a fin de retribuir al capital propio y de terceros, una vez cumplimentado el Plan de Inversiones comprometido.

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

IMPACTO DEL INCREMENTO DE LA REMUNERACION

Sector	Mercado GWh/año	Remuneración de Edesur			Ingresos Totales		
		Sin Ajustar	Ajustado	Variación	Sin Ajustar	Ajustado	Variación
		MM\$	MM\$	%	MM\$	MM\$	%
Residencial	4,443	206	206	0%	353	353	0.0%
Resto Sectores	8.122	316	438	39%	610	733	20.1%
Total	12,565	522	644	23%	963	1,085	12.7%

(*) Calculado a partir de los costos de energía y potencia reconocidos en la Res. N° 93/2004.

Si se consideraran los precios de la energía y potencia vigentes a Febrero de 2005, el impacto sobre la tarifa media del resto de los sectores sería menor, ya que aumentó el componente referido al abastecimiento.

Los resultados proyectados son:

INGRESOS: Período 2005 – 2006 En Millones de Pesos

Ingresos	Unidad	2005	2006
Ventas Totales	Millones \$	1,308	1,371
Venta de Energía		1,254	1,318
Otros Ingresos		54	53
Ventas Físicas	GWh/año	13,727	14,243
Tarifa Media	\$/kWh	0.091	0.093

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

Margen Operativo – Período 2005-2006 En Millones de Pesos

Concepto	2005	2006
Ingresos	1,308	1,371
Egresos	892	915
Margen Operativo	416	456

Hacia el año 2005 el margen habría aumentado un 43 % respecto a los valores vigentes en el período previo a la crisis (1999 - 2001). Téngase en cuenta que en el mismo periodo la variación general de los precios de la economía ha superado el 50 % (IPC) hasta llegar al 197 % (tipo de cambio). En la revisión tarifaria propuesta en la Carta de Entendimiento se definirá el nivel de



remuneración de acuerdo con las exigencias de calidad e inversión que se le exija a la Distribuidora.

5.2.6 Ajuste de la Remuneración

A fin de evitar que la inflación desequilibre la ecuación económico – financiera de la empresa que se ha recompuerto 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:

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

$$\% \text{ PCEXP} = \text{CEXP} / (\text{CEXP} + \text{CINV})$$

%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:

$$\% \text{ PCINV} = \text{CINV} / (\text{CEXP} + \text{CINV})$$

DCEXPn = Variación de costos de explotación correspondiente al mes “n” del Período de Transición.

D CINVn = 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 resumen se expresa a continuación. 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.



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)	260,707	52.3%	1.1%	9.0%	45.5%	0.1%	26.2%	18.1%	0.0%
Gastos en Personal	108,332	21.7%	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	152,375	30.6%	1.9%	15.4%	6.7%	0.2%	44.8%	31.0%	0.0%
Costos de Inversión (%PCINV)	237,956	47.7%	21.7%	49.5%	12.0%	0.0%	14.1%	0.0%	2.7%
Mano de Obra Capitalizada	14,708	2.9%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Materiales y Otros	223,248	44.8%	23.2%	52.8%	6.2%	0.0%	15.0%	0.0%	2.9%

(*) Promedio de Gastos 2005 – 2006.

En el Anexo 1 de este capítulo se detalla la propuesta de Anexo que acompañaría a la Carta de Entendimiento.

5.2.7 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 Resultados En Millones de Pesos

EDESUR		2005	2006
Estado de Resultados			
Ingresos por Venta	MM\$	1,308.3	1,371.5
Costos Operativos	MM\$	891.8	915.3
Resultado Operativo/EBITDA	MM\$	416.4	456.1
Amortizaciones	MM\$	205.5	229.8
Res. Oper. antes Resultado Financiero	MM\$	210.9	226.3
Intereses	MM\$	18.8	14.9
Imp. a las Ganancias	MM\$	107.5	122.9
RESULTADO FINAL	MM\$	84.6	88.5
Flujo de Fondos			
Fuentes (Ingresos de Caja)	MM\$	764.3	818.0
Usos (Egresos de Caja)	MM\$	424.4	506.0
Inversiones	MM\$	236.0	239.9
Excedente de Caja antes del Servicio de la Deuda	MM\$	103.9	72.1



En el Anexo 2 de este capítulo, se presenta una desagregación mayor de resultados, tal como se detallaría en el Anexo correspondiente de la Carta de Entendimiento.

5.2 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 plantea para menos de dos años calendario. El cálculo y determinación de estos componentes quedará para la instancia de la Revisión Tarifaria Integral, cuya entrada en vigencia se prevé para 2006.

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

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. 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.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- 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.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

ANEXO I Indice General de Variación de Costos - IVC

El Índice General de Variación de Costos – IVC se determinará en cada caso por la fórmula siguiente:

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

Donde:

%PCEXP = Porcentaje de participación de los costos de explotación, sobre el total de los costos reflejados en la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA, definido como:

$$\% \text{PCEXP} = \text{CEXP} / (\text{CEXP} + \text{CINV})$$

%PCINV = Porcentaje de participación de los costos del PLAN DE INVERSIONES, sobre el total de los costos reflejados en la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA, definido como:

$$\% \text{PCINV} = \text{CINV} / (\text{CEXP} + \text{CINV})$$

D CEXPn = Variación de costos de explotación correspondiente al mes "n" del PERIODO DE TRANSICION.

D CINVn = Variación de costos del PLAN DE INVERSIONES, correspondiente al mes "n" del PERIODO DE TRANSICION.

En general para cualquier mes "n" del PERIODO DE TRANSICION, los índices serán calculados según las siguientes expresiones:

$$\text{D CEXPn} = \mathbf{a_1} * (\text{IPIM}_j / \text{IPIM}_{0-1}) + \mathbf{b_1} * (\text{IPC}_j / \text{IPC}_{0-1}) + \mathbf{g_1} * (\text{ICS}_j / \text{ICS}_{0-1}) + \mathbf{d_1} * (\text{TC}_j / \text{TC}_{0-1}) + \\ + \mathbf{e_1} * (\text{PGO}_j / \text{PGO}_{0-1}) + \mathbf{f_1} * (\text{ING}_j / \text{ING}_{0-1})$$

$$\text{D CINVn} = \mathbf{a_2} * (\text{IPIM}_j / \text{IPIM}_{0-1}) + \mathbf{b_2} * (\text{IPC}_j / \text{IPC}_{0-1}) + \mathbf{g_2} * (\text{ICS}_j / \text{ICS}_{0-1}) + \mathbf{d_2} * (\text{TC}_j / \text{TC}_{0-1}) + \\ + \mathbf{e_2} * (\text{ICC}_j / \text{ICC}_{0-1})$$

Donde:

IPIM_j = Índice de Precios Internos al por Mayor elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 -seis- meses).

IPIM₀ = Índice de Precios Internos al por Mayor elaborado por el INDEC correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma de la CARTA DE ENTENDIMIENTO.

IPC_j = Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 -seis- meses).

IPC₀ = Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma de la CARTA DE ENTENDIMIENTO.

ICS_j = Índice de Salarios elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 -seis- meses).



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

ICS0 = Índice de Salarios elaborado por el INDEC correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma de la CARTA DE ENTENDIMIENTO.

TCj = Promedio diario del tipo de cambio de referencia - Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 -seis- meses).

TC0 = Promedio diario del tipo de cambio de referencia - Comunicación "A" 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma de la CARTA DE ENTENDIMIENTO.

PGOj = Precio en surtidor del Gas Oil comercializado por Repsol YPF S.A. informado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 -seis- meses).

PGO0 = Precio en surtidor del Gas Oil comercializado por Repsol YPF S.A. informado por la SECRETARÍA DE ENERGÍA, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma de la CARTA DE ENTENDIMIENTO.

ICCj = Índice de Costo de la Construcción Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 -seis- meses).

ICC0 = Índice de Costo de la Construcción Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "k-2", siendo 'k' el mes de la firma de la CARTA DE ENTENDIMIENTO.

INGj = Índice de Variación de la Tarifa del CONCESIONARIO, correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período "j" (período de 6 -seis- meses).

ING0 = Índice de Variación de la Tarifa del CONCESIONARIO. El índice base para este indicador se define como la suma del valor 100 más el incremento definido en el apartado 4.1.

$a_1, b_1, g_1, d_1, e_1, f_1$ = Coeficientes que representan la estructura de los costos de explotación del PERIODO DE TRANSICION reflejados en la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA.

a_2, b_2, g_2, d_2, e_2 = Coeficientes que representan la estructura de los costos del PLAN DE INVERSIONES reflejados en la PROYECCION ECONOMICO-FINANCIERA.

INDICADORES	P O N D E R A D O R E S			
	Símbolo	CEXP	Símbolo	CINV
IPIM = Índice de Precios Internos al por M	$\alpha 1 =$	8.98%	$\alpha 2 =$	49.54%
IPC = Índice de Precios al Consumidor	$\beta 1 =$	45.48%	$\beta 2 =$	11.96%
ICS = Índice de Salarios	$\gamma 1 =$	26.16%	$\gamma 2 =$	14.11%
TC = Promedio diario del tipo de cambio	$\delta 1 =$	1.13%	$\delta 2 =$	21.72%
PGO = Precio en surtidor del Gas Oil	$\epsilon 1 =$	0.11%		
ICC = Índice de Costo de la Construcción			$\epsilon 2 =$	2.67%
ING = Índice de Variación de la Tarifa	$\phi 1 =$	18.14%		
Participación de los Costos	%PCEXP =	52.28%	%PCINV =	47.72%



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

ANEXO II
PROYECCIÓN ECONÓMICO - FINANCIERA
En millones de pesos
A precios de Diciembre de 2004

EDESUR		2005	2006
Estado de Resultados			
Ingresos por Venta	MM\$	1,308.3	1,371.5
Venta de Energía		1,253.9	1,318.1
Otros Ingresos		54.4	53.4
Venta Física	GWh/año	13,727.1	14,243.3
Tarifa Media	\$/kWh	0.0913	0.0925
Costos Operativos	MM\$	891.8	915.3
Compra de Energía		631.9	653.9
Personal		108.3	108.4
Honorarios y Serv. Contratados		62.6	62.6
Gastos Generales O&M y A&C		47.7	47.3
Previsiones por deudores incobrables		20.0	20.2
Impuestos Tasas y Contribuciones		17.8	18.6
Tasas ENRE		3.5	4.3
Multas		0.0	0.0
Operador Técnico		0.0	0.0
Resultado Operativo/EBITDA	MM\$	416.4	456.1
Amortizaciones	MM\$	205.5	229.8
Res. Oper. antes Resultado Financiero	MM\$	210.9	226.3
Intereses	MM\$	18.8	14.9
Imp. a las Ganancias	MM\$	107.5	122.9
RESULTADO FINAL	MM\$	84.6	88.5
Flujo de Fondos			
Fuentes (Ingresos de Caja)	MM\$	764.3	818.0
Usos (Egresos de Caja)	MM\$	424.4	506.0
Inversiones	MM\$	236.0	239.9
Excedente de Caja antes del Servicio de la Deuda	MM\$	103.9	72.1



6. 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 propuesta en el año 2004 al Concesionario. Las fechas que figuran en dicha Carta, excepto el 6 de enero de 2002, son pasibles de adecuación en función del tiempo transcurrido desde su remisión y de la evolución del proceso de renegociación luego de la Audiencia Pública.

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



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

concesionaria en moneda constante de manera de disminuir la incertidumbre debido al comportamiento de los precios relevantes para el costo del servicio.

- Determinación de las Pautas Básicas para la realización de una Revisión Tarifaria Integral que entrará en vigencia a partir de Noviembre 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.
- Establecimiento de un régimen de tarifa social.
- Establecimiento de mejoras a los sistemas permanentes de control de las concesiones.

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 inicialmente el 1° de noviembre 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



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

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

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, cuya vigencia estaba prevista originalmente para el 1° de febrero de 2005. La remuneración 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



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

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, mediante la cual se fijará un nuevo cuadro tarifario conforme a lo 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 de Renegociación 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. Asimismo la proyección de estos costos a incluir en el acuerdo abarcará tanto valores monetarios como también físicos.

La idea central que se sostiene es que en el Período de Transición se reconocen los costos que cumplan con las siguientes condiciones: ser considerados indispensables para sostener el servicio en las condiciones de calidad y seguridad postergando todas aquellas erogaciones que no son absolutamente imprescindibles para este fin, se correspondan con niveles de inversión crecientes



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

en reposición, mejora y cambio tecnológico en correspondencia con las necesidades críticas de los sistemas, y guarden relación con los costos declarados por las empresas y con las previsiones realizadas por el ENRE en oportunidad de las revisiones tarifarias asociadas al primer quinquenio.

Esto implica la aplicación prioritaria de los recursos a la recuperación de la inversión crítica con mayores impactos sobre la calidad y seguridad del servicio 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, en el caso de distribución, que implica menos riesgo de incobrabilidad y, en consecuencia, limitación del riesgo de mora en el sistema de pago a las transportistas.
- 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



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

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

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 – Proyección Económico-Financiera

El Acta Acuerdo de Renegociación Integral establece una Proyección Económico-Financiera para el período 2005 y 2006 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.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

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.

8 – 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 y 2006, 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.

9 – 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.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

10 – 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 asignar al Plan de Previsto en la Revisión tarifaria Integral, el monto de las multas adeudadas y notificadas en el período comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la entrada en vigencia del Acta Acuerdo. Por otra parte, las multas impagas con destino a los usuarios, notificadas o en alguna forma de proceso administrativo dentro de este período 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 brindar la información que permita el seguimiento técnico y económico de la Proyección Económico-Financiera y del Plan de Inversiones.

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.

11 – 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.

12 – Revisión Tarifaria Integral y Pautas para su Realización

La regularización del contrato finaliza con la realización de la Revisión Tarifaria Integral, según las disposiciones establecidas en la Ley N° 24.065 y normas vinculadas, cuya conclusión está prevista para fines de Septiembre de 2006, y cuyo resultado estará vigente a partir del 1° noviembre de 2006, según las previsiones originales. 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



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

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.

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 el período de transición, 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.

13 – 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.

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 pertinentes, elaborará anualmente un Informe de Cumplimiento del Contrato 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.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

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.

14 – Desarrollo de Tecnologías e Investigación y Política de Proveedores y Compra 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.

15 – Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Esenciales afectados al Servicio Público

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



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

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.

16 – 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.

Respecto a este aspecto del contrato cabe señalar que 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.

17 – 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.



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

18 – 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, 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.

19 – Instrumentación del Acuerdo

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.

20 – 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:



Unidad de Renegociación y Análisis
de Contratos de Servicios Públicos

- a) El cumplimiento de los procedimientos previstos en la Ley N° 25.790, el Decreto N° 311/03 y la Resolución Conjunta MEyP N° 188/03 y MPFIPS 44/03.
- 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.

21 – 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.