

Informe Intervención

Argentina unida



Lic. Federico Bernal

Auditoria Art N°5 Dec. 278/20

INFORME DE AVANCE FIUBA N ° 1

Cuestiones preliminares

INFORME DE AVANCE FIUBA N ° 2

Camuzzi Gas Pampeana S.A.

Transportadora de Gas del Sur S.A.

12 DE JUNIO 2020

1 | 2



AUDITORIA Y REVISION TECNICA, JURIDICA Y ECONOMICA DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

Preparado para



INFORME DE AVANCE N° 1

12/06/2020

INDICE

A.	RESUMEN EJECUTIVO	5
1.	RESUMEN EJECUTIVO	5
B.	ANTECEDENTES	8
2.	OBJETO	8
3.	ALCANCE	8
C.	PLAN DE TRABAJOS	10
4.	DEFINICIÓN DE TAREAS	10
5.	CRONOGRAMA	11
D.	DOCUMENTACIÓN A EVALUAR	12
6.	LISTADO DE DOCUMENTACIÓN RECIBIDA	12
7.	SINTESIS DEL MARCO NORMATIVO REFERIDO A LA REVISION TARIFARIA INTEGRAL Y A LA RESOLUCION MEM N° 212/2016	14
7.1.	INDICE NORMATIVO REFERIDO A LA REVISION TARIFARIA INTEGRAL	14
7.2.	INDICE NORMATIVO RELATIVO A LA RESOLUCIONES MEM N° 212/2016 – PRECIO DE GAS EN EL PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST)	15
7.3.	TARIFA GAS LINK S.A.	16
7.4.	TARIFA SOCIAL	16
E.	AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO	18
8.	AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO	18
F.	REVISION DE LOS PLANES DE INVERSION OBLIGATORIOS	19
9.	ANTECEDENTES	19
10.	REQUISITOS MÍNIMOS PARA DISTRIBUIDORAS	19
10.1.	NOTA DE FECHA 11 DE AGOSTO DE 2016	19
10.2.	NOTA DE FECHA 20 DE OCTUBRE DE 2016	20
10.3.	NOTA DE FECHA 8 DE NOVIEMBRE DE 2016	21
11.	PRESENTACION DE GASNOR S.A. DEL PLAN DE INVERSIONES	21
11.1.	PRESENTACION DE GASNOR S.A. DEL PLAN DE INVERSIONES	21
11.2.	NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS, REFERENTES A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL	22

11.3.	REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA	22
11.4.	OBSERVACIONES A LA PRESENTACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	24
11.4.1.	PROGRAMACIÓN PROPUESTA	24
11.4.2.	RESUMEN EJECUTIVO DE OBRAS O SERVICIOS (FS. 17)	26
11.4.2.1.	INTERCONEXIÓN EN MEDIA PRESIÓN, 20008-2020-01-INTERMP0000000000001-0	27
11.4.2.2.	REEMPLAZOS EN MEDIA PRESIÓN, 20008-2020-01-REEMPMP0000000000002-0	28
11.4.2.3.	INTERCONEXIONES Y REFUERZOS EN ALTA PRESIÓN, 20008-2020-01-INTERAP0000000000002-0 (FS. 22)	28
11.4.2.4.	REEMPLAZOS EN ALTA PRESIÓN, 20008-2020-01-REEMPAP0000000000004-0 (FS. 24)	29
11.4.3.	CONSIDERACIONES A LA PRESENTACIÓN DE GASNOR S.A. QUE MERECEN SER CONSIDERADOS INCUMPLIMIENTO	29
11.4.3.1.	VALORES UNITARIOS PARA CAÑERÍAS, CRUCES Y ESTACIONES DE REGULACIÓN DE PRESIÓN	29
11.4.3.2.	PROYECTOS DE LOS PRÓXIMOS DOS AÑOS (2017 Y 2018)	30
11.4.3.3.	SIMULACIONES DE REDES DE MEDIA PRESIÓN Y SISTEMAS DE ALTA PRESIÓN	31
11.4.3.4.	OBRAS DE EXPANSIÓN	31
G.	BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO	32
12.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO	32
13.	BASE TARIFARIA CAMUZZI GAS PAMPEANA SA	32
13.1.	ANTECEDENTES	32
13.2.	TRABAJO REALIZADO A LA FECHA	34
13.3.	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA	34
H.	ANÁLISIS DEL COSTO DE CAPITAL	42
14.	ANTECEDENTES	42
15.	ÍNDICE DE LAS ACTUACIONES RELACIONADAS CON LA DETERMINACIÓN DEL CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL EN EL EXPEDIENTE N° 30.194	43
16.	DETALLES DE LAS ACTUACIONES DEL EXPEDIENTE-N°30.194: COSTO DEL CAPITAL	45
I.	ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA	50
17.	ANÁLISIS DEL ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR CAMUZZI GAS PAMPEANA SA	50

J.	ANALISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI	55
18.	ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL	55
18.1.	SÍNTESIS DE LOS ANTECEDENTES	55
18.2.	ACTAS ACUERDO	57

A. RESUMEN EJECUTIVO

1. RESUMEN EJECUTIVO

En esta primera etapa del trabajo se ha avanzado con la recopilación y ordenamiento de la información y el análisis macro de los expedientes para verificar su completitud y la necesidad de solicitar datos adicionales.

Se ha comenzado a su vez en el desarrollo de las tareas previstas en el plan de trabajo, de las cuales se resumen los siguientes avances:

A. Análisis del Plan de Inversiones presentado por las Licenciatarias:

Se ha realizado el análisis del plan de inversiones presentado por Gasnor SA, y se han verificado numerosos incumplimientos respecto a lo solicitado por Enargas en cuanto al contenido y detalle que debía contener la presentación del plan de inversiones de la distribuidora para consideración de la autoridad regulatoria. Entre estos incumplimientos es necesario destacar la falta total de detalle y desglose del precio asignado a cada obra. Solo se consignan montos totales sin detalle de lo que estos montos incluyen. Asimismo, la tabla de precios unitarios presentada como respaldo por la distribuidora, a la vez que incompleta, carece de toda información que permita una verificación fehaciente de los precios allí consignados. Respecto a los aspectos técnicos de la presentación, las justificaciones y verificaciones presentadas para avalar la necesidad de las obras se considera también que carecen del respaldo adecuado.

Finalmente, no se ha encontrado en el expediente ninguna consideración de la autoridad regulatoria a este respecto, que solicite o exija a la distribuidora mayores precisiones para soportar los precios de las obras previstas, ni mayor ampliación en sus presentaciones técnicas.

B. Análisis de los estudios de demanda presentados por las Licenciatarias:

Se ha realizado el análisis del estudio presentado por Camuzzi Gas Pampeana SA, verificando que al igual del resto de las Distribuidoras, el estudio presentado fue elaborado por la consultora Quantum. Dicho trabajo y las consideraciones tenidas en cuenta para su elaboración no cumplieron con los requisitos de la metodología establecida por Enargas, incorporando además en dicho estudio el factor de elasticidad de la demanda respecto a la tarifa. Posteriormente, la autoridad regulatoria contrata su propio estudio de estimación de demanda, desestimando lo presentado por la Distribuidora y adoptando para el proceso de revisión tarifaria el elaborado por esta. Se observa que dicho estudio considera la influencia de las tarifas de gas y electricidad, y la actividad económica, sobre la demanda, y las proyecciones macroeconómicas, considerando que el estudio presentado por las Distribuidoras subestima la demanda futura. Asimismo, asegura que la modificación de tarifas no tendrá efectos relevantes sobre la demanda de gas natural para el 2017.

Entre otras condiciones de borde, estima valores de inflación para los años del quinquenio muy inferiores a las que realmente se produjeron, y sobrestima el crecimiento de la economía en ese periodo.

Finalmente, se observa que la comparación de la demanda real en el sector residencial de los años 2017 a 2019 fue de un 10% a un 12 % menor que la estimada, para el área comprendida por la distribuidora en estudio.

C. Estudio de la Base Tarifaria como activo económico y financiero

En este informe se incorpora el estudio del expediente de la base tarifaria correspondiente a la distribuidora Camuzzi Gas Pampeana S.A., haciendo un repaso de todo lo actuado en este sentido desde la firma de las actas acuerdo hasta el establecimiento de la base de capital a considerar en la determinación de las tarifas, definido por la consultora contratada por la distribuidora a este efecto y aprobado finalmente por Enargas y el Ministerio de Energía y Minería.

El resultado obtenido por la consultora en la valuación de la Base de Capital de la licenciataria se encuentra resumido en el cuadro a continuación:

Base Tarifaria CAMUZZI GAS PAMPEANA - s/LA CONSULTORA	Millones de pesos
Valor actualizado por polinómica de costos (incluyendo inversiones del 2016)	7.805,5
Valor técnico (no incluye inversiones del 2016)	9.822,8

Dicha base tarifaria considera un índice de actualización de treinta y tres veces, para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 1992 y el 31 de diciembre de 2016, basado en la combinación del ISBIC (Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social), y de un índice compuesto por el ICC Materiales (índice del Costo de la Construcción – Materiales, elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza) y el IPIM (índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos).

Es necesario agregar en esta instancia, que el mismo índice de actualización fue aplicado de manera uniforme para todas las licenciatarias, tanto distribuidoras como transportadoras, aludiendo a la cláusula de trato equitativo de las actas acuerdo.

D. Análisis del Costo de Capital

Se realizó un repaso del expediente Expediente N° 30.194/2016, correspondiente a Costo de Capital, analizando la completitud de la información contenida y realizando una síntesis del expediente, describiendo de forma general como se desarrolló el proceso de establecimiento del Costo de Capital.

Dicho proceso culmina en el informe interno elevado por la Gerencia de Distribución y Economía al Interventor del Enargas, donde se determina que se utilizará el Informe realizado por la consultora Delta Finanzas, y se sugiere la aprobación de las tasas de rentabilidad calculadas por dicha consultora (8,99% para las Transportadoras y 9.33% para las Distribuidoras).

E. Análisis del Marco de Desarrollo de la RTI

En este apartado se realiza una síntesis de los antecedentes obrantes en los expedientes referidos al marco regulatorio, la ley de emergencia pública 25.561 del año 2002, el proceso

de renegociación de los contratos llevados a cabo a través de la UNIREN, la suscripción de las actas acuerdo y los acuerdos transitorios y la resolución MINEM Nro. 31/16 del 29/03/2016 donde se instruye al ENARGAS a que lleve adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en dichas Actas Acuerdo.

Asimismo, se incluye un detalle de las cláusulas de dichas actas acuerdo referidas a la realización de la Revisión Tarifaria Integral a fin de fijar *“un nuevo régimen de tarifas máximas por el término de CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I, Título IX “Tarifas” de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas”*.

B. ANTECEDENTES

2. OBJETO

El objeto del servicio es la realización de una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de lo actuado durante el proceso de Revisión Tarifaria Integral llevado a cabo para definir las tarifas del servicio público de gas natural que rigen desde el primero de abril del año 2017, y que sirva de base para volver a contar con precios del gas y con una tarifa del servicio público de gas por redes que sean justos y razonables.

3. ALCANCE

La auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de lo actuado durante el proceso de RTI, abarcará la totalidad de las licenciatarias y otras prestatarias alcanzadas por dicho proceso, que se detallan a continuación:

- a) Transportadora de Gas del Norte SA
- b) Transportadora de Gas del Sur SA
- c) Gas Link SA
- d) Metrogas SA
- e) Naturgy BAN SA (Ex – Gas Natural Fenosa SA)
- f) Distribuidora de Gas Cuyana SA
- g) Distribuidora de Gas del Centro SA
- h) Camuzzi Gas Pampeana SA
- i) Camuzzi Gas del Sur SA
- j) Gasnor SA
- k) GasNea SA
- l) Litoral Gas SA
- m) Redengas SA

Se analizará el proceso de la RTI en su totalidad, incluyendo:

- La información suministrada por las licenciatarias a Enargas para el cálculo del flujo de fondos (Caso base), referida a costos de operación y mantenimiento, costos administrativos y comerciales, demandas, y otros datos.
- Los planes de inversiones obligatorias presentados por las licenciatarias, la categorización de las obras presentadas y la razonabilidad de los costos presentados. Asimismo, se efectuará una comparación de los cronogramas de obras previstos en la RTI con los realmente ejecutados.
- Listado de obras de ampliación propuestas y proyectos técnicos avalatorios.

- Los estudios realizados por consultoras externas para la determinación de la base tarifaria, verificando el cumplimiento del alcance de los servicios detallado en “antecedentes”.
- El estudio realizado por la consultora Delta Finanzas para determinación del costo de capital.
- Los flujos de fondos que sirvieron de base para la fijación de las tarifas, y la razonabilidad de los valores y estimaciones consideradas (el costo de capital, la base tarifaria, el plan de inversiones, los gastos de operación y mantenimiento, los cambios esperados en la productividad y eficiencia, las estimaciones de crecimiento de la demanda, la rentabilidad del operador, el criterio de depreciación, etc.), así como los métodos utilizados para su determinación.
- El mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y calidad del servicio.
- El proceso de determinación del precio de gas natural en los PIST elaborado por el MINEM, establecido en la Resolución 212/16, e incorporado a las tarifas, así como el procedimiento de ajuste previsto para este.
- La determinación del valor de rentabilidad justa y razonable prevista por el operador para incluir en la tarifa.
- Lo actuado por Enargas durante todo el proceso de la RTI y otros sujetos regulados y no regulados de la industria del gas que se hayan vinculado directa o indirectamente al proceso de RTI.

C. PLAN DE TRABAJOS

4. DEFINICIÓN DE TAREAS

Para cumplir con los objetivos y el alcance del servicio se han definido las tareas que se detallan a continuación, a desarrollar durante todo el periodo previsto en el contrato:

- 1 Reunión de Inicio
- 2 Recopilación de Información
- 3 Análisis de la Completitud de la información suministrada por las Licenciatarias
- 4 Revisión de los planes de inversiones obligatorios presentados
- 4,1 Razonabilidad técnica y de los costos presentados
- 4,2 Comparación de los cronogramas previstos con lo realmente ejecutado
- 5 Base Tarifaria
- 5,1 Estudio de la base tarifaria como activo financiero
- 5,3 Estudio de la base tarifaria como activo físico
- 5,4 Análisis de la razonabilidad de la base tarifaria adoptada en función de los dos límites anteriores
- 6 Análisis de los gastos de O&M presentados por las Licenciatarias
- 7 Análisis del Costo de Capital
- 8 Análisis de los estudios de demandas presentados por las Licenciatarias
- 9 Análisis de la rentabilidad justa y razonable establecidas para las Licenciatarias
- 10 Análisis del flujo de fondos para el cálculo tarifario
- 11 Análisis del mecanismo no automático de actualización tarifaria seleccionado
- 12 Análisis de la incorporación del precio del gas a la tarifa
- 12,1 Análisis de las resoluciones del MINEM en relación con el precio del gas
- 12,2 Análisis de la actualización prevista en el precio del gas
- 12,3 Análisis del mecanismo de diferencias diarias acumuladas y la revisión del pass-through asignada al ENARGAS
- 13 Análisis de lo actuado por el ENARGAS y otros organismos del Estado durante la RTI - Audiencias Públicas
- 14 Análisis del marco de desarrollo de la RTI bajo la órbita del Enargas.
- 15 Análisis de cambios en el sistema de gas natural luego de 15 años de emergencia no incluidos en la RTI
- 16 Informe Final - Conclusiones y Recomendaciones

5. CRONOGRAMA

Las tareas serán desarrolladas según se detalla en el siguiente cronograma:

Auditoría y Revisión Técnica, Jurídica y Económica de la RTI

IT	ACTIVIDADES	INFORMES											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Fecha de Entrega del Informe	12-6-20	30-6-20	15-7-20	30-7-20	15-8-20	30-8-20	15-9-20	30-9-20	15-10-20	30-10-20	15-11-20	30-11-20
1	Reunión de Inicio												
2	Recopilación de Información												
3	Análisis de la Completitud de la información suministrada por las Licenciatarias												
4	Revisión de los planes de inversiones obligatorios presentados												
4,1	Razonabilidad técnica y de los costos presentados												
4,2	Comparación de los cronogramas previstos con lo realmente ejecutado												
5	Base Tarifaria												
5,1	Estudio de la base tarifaria como activo financiero												
5,2	Estudio de la base tarifaria como activo físico												
5,3	Análisis de la razonabilidad de la base tarifaria en función de los dos límites anteriores												
6	Análisis de los gastos de O&M presentados por las Licenciatarias												
7	Análisis del Costo de Capital												
8	Análisis de los estudios de demandas presentados por las Licenciatarias												
9	Análisis de la rentabilidad justa y razonable establecidas para las Licenciatarias												
10	Análisis del flujo de fondos para el cálculo tarifario												
11	Análisis del mecanismo no automático de actualización tarifaria seleccionado												
12	Análisis de la incorporación del precio del gas a la tarifa												
12,1	Análisis de las resoluciones del MINEM en relación con el precio del gas												
12,2	Análisis de la actualización prevista en el precio del gas												
12,3	Análisis del mecanismo de DDA y la revisión del pass-through asignada al ENARGAS												
13	Análisis de lo actuado por el ENARGAS y otros organismos del Estado durante la RTI												
14	Análisis del marco de desarrollo de la RTI bajo la órbita del Enargas.												
15	Análisis de cambios en el sistema de GN en 15 años de emergencia no incluidos en la RTI												
16	Informe Final - Conclusiones y Recomendaciones												

D. DOCUMENTACIÓN A EVALUAR

6. LISTADO DE DOCUMENTACIÓN RECIBIDA

Se ha recibido de Enargas la documentación que se lista más abajo, la cual está siendo analizada para comprobar su completitud y la necesidad de solicitar documentación adicional relacionada con la RTI o elementos que permitan efectuar cabalmente los análisis previstos en el alcance.

a) Expedientes Base Tarifaria

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	17427
Camuzzi Sur	17426
Ecogas Centro	17428
Ecogas Cuyo	17424
Gasban	12344
Gasnea	17425
Gasnor	15997
Litoral Gas	15998
Metrogas	29242
Redengas	30305
TGN	29243
TGS	29244

b) Expedientes Costos, Organigrama y Estructura

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	29526
Camuzzi Sur	29525
Ecogas Centro	29528
Ecogas Cuyo	29527
Gasban	29529
Gasnea	29524
Gasnor	29523
Litoral Gas	29531
Metrogas	29530
Redengas	30284
TGN	29533
TGS	29532

c) Expedientes RTI

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	15530
Camuzzi Sur	15643
Ecogas Centro	15776
Ecogas Cuyo	15775
Gasban	13546
Gasnea	15665
Gasnor	15487
Litoral Gas	15488
Metrogas	29055
Redengas	29245
TGN	29058
TGS	29057

d) Expedientes Planes de Inversión

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	30042
Camuzzi Sur	30041
Ecogas Centro	30044
Ecogas Cuyo	30043
Gasban	30045
Gasnea	30040
Gasnor	30039
Litoral Gas	30047
Metrogas	30046
Redengas	30272
TGN	30049
TGS	30048

e) Expedientes Estudios de Demanda

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	30486
Camuzzi Sur	30485
Ecogas Centro	30488
Ecogas Cuyo	30487
Gasban	30489
Gasnea	30484
Gasnor	30483
Litoral Gas	30491
Metrogas	30490
Redengas	30492
TGN	30636
TGS	30637

- f) Expediente Costo de Capital N° 30194
- g) Informes de Audiencias Públicas N° 84, 85, 86, 87 y 90 - Versiones Taquigráficas

7. SINTESIS DEL MARCO NORMATIVO REFERIDO A LA REVISION TARIFARIA INTEGRAL Y A LA RESOLUCION MEM N° 212/2016

Con el objeto de definir el alcance de la documentación a analizar y el marco en el cual se realizará dicho análisis, se ha realizado una identificación minuciosa de las leyes, decretos y resoluciones, referidas a la revisión tarifaria integral y a la resolución 212/06 del MEM, que se detalla a continuación:

7.1. INDICE NORMATIVO REFERIDO A LA REVISION TARIFARIA INTEGRAL

- Ley N° 24.076 – Marco Regulatorio de la Industria de Gas
- Decreto N° 1738/92 – Reglamentación de la Ley N° 24.076
- Reglas Básicas de la Licencia (Decreto 2255/92)
- Ley de Emergencia N° 25.561, y sus sucesivas y concordantes
- Decretos PEN de aprobación de Actas Acuerdo (2005 a 2016)
- Resolución ENARGAS N° 3729/07 – Cuadro Tarifario GASBAN (por aplicación de las cláusulas 4.1 y 4.2 del Acta Acuerdo)
- Resoluciones ENARGAS Nos. I-446 a 454 y 564 a 565 de octubre de 2008 por aprobación de Cuadros Tarifarios vigentes a partir del 1° de septiembre de 2008 (excepto categoría GNC, con vigencia a partir del 1° de octubre del mismo año) y Resoluciones ENRG Nos. 566 a 574 y 577/2008 autorizando la aplicación de nuevos Cuadros Tarifarios con vigencia a partir del 1° de noviembre de dicho año. Estas resoluciones fueron aprobadas para todas las Licenciatarias de Distribución por aplicación de las cláusulas 4.1 a 4.3 de las AA.
- Resolución ENRG N° I-2407/12, complementarias y concordantes – Monto Fijo por Factura en el marco de los ajustes previstos en las cláusulas 4.1 a 4.3 de las AA.
- Resoluciones ENARGAS N° I-2843 a 2853 de 2014 – Cuadros Tarifarios para todas las Licenciatarias con 3 escalones de incrementos (abril, junio y agosto) por aplicación del punto 4.1 a 4.3 de las AA.
- Resolución SE N° 263/15 – asistencia económica transitoria a Licenciatarias de Distribución
- Resoluciones ENARGAS N° 3347/15 y 3348/15 aprobación de Cuadros Tarifarios para las Licenciatarias de Transporte
- Resoluciones Ministeriales (MEM) por RTI N°: 31/16 y E-74/17

- Resoluciones ENRG N° I-3723 a 3733/2016 – aprobación de Cuadros Tarifarios para todas las Licenciatarias
- Fallo CEPIS de la Corte Suprema de Justicia. FLP 8399/2016/CS1 “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo” – suspende la aplicación parcial de los Cuadros Tarifarios aprobados por Resoluciones ENRG N° I-3723 a 3733/2016
- Resoluciones ENARGAS N° 4044 a 4054 – Nuevos cuadros tarifarios de transición para todas las Licenciatarias
- Resoluciones por Tarifa Social Nos: Resolución MEM N° 28/2016, Resolución MEM N° 219-E/2016, Resolución MEM N° 474 E-/2017, Resolución SGE MHA Nro. 14/18 y Decreto 339/18.
- Resoluciones Ministeriales para implementación de la Ley 27.218 de Entidades de Bien Público: Resolución MINEM N° 218/16 y SGE N° 146/19
- Resolución ENRG N° I-4313/17 - Adecuaciones regulatorias que implican modificaciones en el Reglamento del Servicio de Distribución (RSD). Modificación de los cargos y montos correspondientes a Tasas y Cargos
- Resolución ENRG N° I-4343/17 – Modificación de los umbrales de consumo establecidos para los usuarios residenciales de algunas zonas del país
- Resoluciones ENRG de aprobación de Cuadros Tarifarios Finales resultantes de la RTI: Resoluciones ENRG Nos. I-4353 a 4364/2017 (y sus rectificatorias), que fueron desagregados en tres escalones de incrementos (según lo establecido por MEM en su Resolución N° 74/17)
 - 1er Escalón 2017: Resoluciones ENRG Nos. I-4353 a 4364/2017 (y sus rectificatorias)
 - 2do Escalón 2017: Resoluciones ENRG Nos. I-120 a 131/17 (y sus rectificaciones)
 - 3er Escalón 2018: Resoluciones ENRG Nro. I-300 a 311/18 (y rectificatorias)

7.2. INDICE NORMATIVO RELATIVO A LA RESOLUCIONES MEM N° 212/2016 – PRECIO DE GAS EN EL PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST)

- Decreto 181/2004 – Establece esquema de normalización de precios
- Resolución MINPLAN N° 208/2004 – Acuerdo con productores de gas
- Resolución SE N° 599/2007 y 1070/2008 – Nuevo Acuerdo con productores de gas
- Resoluciones SE N° 1070 y 1417/2008 - Establecen precios de gas natural en el PIST
- Resolución SE 226/2014 – Establece un sendero de Precios de Gas en el PIST, mecanismo de racionalización del uso del gas natural y subsidio a los usuarios de las subzonas abastecidas por Camuzzi Gas del Sur S.A., subzonas La Pampa y Puna.

- Resolución MEM N° 28/2016 – Establece un sendero creciente de Precios de Gas en el PIST y reducción de subsidios
- Fallo CEPIS de la Corte Suprema de Justicia. FLP 8399/2016/CS1 “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo” – contra la Resolución MEM N° 28/2016
- Resolución MEM N° 212-E/2016 – Determina nuevos Precios de Gas en el PIST a partir de octubre de 2016 contemplando los principios definidos por la CSJ en fallo CEPIS
- Resolución MEM N° 74-E/2016 – Nuevos Precios en el PIST con vigencia a partir del 1° de abril de 2016 y que fueran contemplados en los cálculos tarifarios para la determinación de los Cuadros Tarifarios Finales resultantes de la RTI e incorporados en los Cuadros Tarifarios aprobados por el ENARGAS con vigencia 1° de abril de 2017
- Resolución MEM N° 474/2017 – Nuevos Precios en el PIST vigentes a partir del 1° de diciembre de 2017
- Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas para las distribuidoras de gas por redes (“BASES Y CONDICONES”) suscriptas el 29 de diciembre de 2017 – Establece el acuerdo entre Productores y Licenciatarias de Distribución, a instancias del MEM, para la suscripción de contratos de abastecimiento de gas
- Resolución RESOL-2018-20-APN-SGE#MHA establece un procedimiento excepcional y extraordinario de recupero diferencia por tipo de cambio que queda sin efecto con la Resolución SGE N° 41/2018 y no llega a implementarse.
- Decreto PEN N° 1053/18 – El Estado Nacional asume con carácter excepcional las deudas acumuladas por diferencias de tipo de cambio y determina que en adelante no podrán ser trasladadas a los usuarios finales
- Resolución 190 RESFC-2019-72-APN-DIRECTORIO#ENARGAS aprobó la metodología detallada para los traslados a tarifa de los precios del gas natural y un procedimiento general para el cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA).
- Resolución ENARGAS N° 27/2020 – Deroga la Resolución ENRG N° 72/2019

7.3. TARIFA GAS LINK S.A.

- Resolución ENARGAS N° 257/2018 – aprueba cuadros tarifarios para Gas Link S.A.
- Resolución ENRG N° 290/2018 y 190/2019 – nuevos cuadros tarifarios para Gas Link S.A. por aplicación del mecanismo de ajuste semestral

7.4. TARIFA SOCIAL

El 28 de marzo de 2016 el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dictó la Resolución MINEM N° 28/16 dispuso la creación de la denominada “Tarifa Social” para usuarios residenciales que consistió en una bonificación del CIENTO POR CIENTO (100%) del precio de Gas Natural

o del Gas Propano incluidos en las tarifas de aquellas personas que cumplieran con ciertos criterios de elegibilidad incluidos como Anexo III de dicha resolución; e instruyó al ENARGAS a adecuar el Registro de Exceptuados a la Política de Redireccionamiento de Subsidios del Estado Nacional, dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-2905/14, a cuyos efectos el Organismo Regulador emitió la Resolución ENARGAS N° 3784/2016 (y sus complementarias).

Luego, a través de la Resolución MEM N° 219-E/2016 de octubre de 2016 el Ministerio establece nuevos criterios de elegibilidad para la obtención del beneficio de Tarifa Social para usuarios residenciales.

Posteriormente, el 30 de noviembre de 2017 el Ministerio de Energía y Minería dicta la Resolución MEM N° 474 E-/2017 que deja sin efecto la bonificación por Tarifa Social prevista en la Res. MEM N° 28/2106 y establece nuevos criterios de bonificación, a saber:

- a) Bonificación del cien por ciento (100%) del precio del gas sobre el bloque de consumo máximo (bloque de consumo base) definido a tales efectos por el Ministerio, por bimestre y subzona tarifaria.
- b) Bonificación del setenta y cinco por ciento (75%) del precio del gas sobre un bloque de consumo excedente del determinado en el apartado a. por un volumen igual al bloque de consumo base.
- c) Los consumos por encima del bloque del inciso b. se abonaban al cien por ciento del precio pleno del gas.

El 26 de septiembre de 2018, mediante el artículo 2° de la Resolución SGE MHA N° 14/18 la Secretaría definió el nuevo esquema de bonificación correspondiente a los usuarios beneficiarios de la Tarifa Social, consistente en una bonificación del cien por ciento del precio del gas hasta el límite superior del bloque de consumo base, mientras que todo consumo que excede dicho bloque de consumo base debe ser abonado a precio pleno de gas.

Por último, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto 339/18 en el que estableció el “Modelo de Gestión Unificada – Ventanilla Única Social” que funciona como un canal de recepción de trámites, a fin de brindar un servicio integral para realizar trámites y consultas vinculadas con distintas reparticiones de la administración pública.

E. AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO

8. AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO

A la fecha se han desarrollado las siguientes tareas:

- Conformado de los equipos de trabajo por especialidad (ingeniería, económica y regulatoria) para el logro de los objetivos planteados en el plan de trabajo.
- Clasificación y ordenamiento de la información recibida de Enargas (vía internet), verificación de documentación faltante y solicitud de datos adicionales.
- Identificación del marco normativo referido a la revisión tarifaria integral, a la resolución MEM N° 212/2016 y a tarifas sociales.
- Se ha dado inicio de las siguientes tareas
 - ✓ Análisis de Completitud de la información suministrada por la Licenciatarias
 - ✓ Revisión de los planes de inversión obligatoria presentados por las distribuidoras
 - ✓ Revisión de los planes de inversión obligatoria presentados por las transportistas
 - ✓ Estudio de la Base Tarifaria como activo financiero
 - ✓ Análisis del Costo de Capital
 - ✓ Análisis de los estudios de demanda presentados por las Licenciatarias.
 - ✓ Análisis del marco de desarrollo general de la RTI bajo la órbita de Enargas.

F. REVISION DE LOS PLANES DE INVERSION OBLIGATORIOS

9. ANTECEDENTES

Se listan a continuación las notas remitidas por Enargas, enviadas con el objeto de instruir a cada Licenciataria en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral y lo dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N°31/2016 y considerando los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, para la presentación de Plan de Inversiones, a los efectos de cumplir con la prestación del servicio regulado previsto para el quinquenio 2017-2022.

Listado de Notas remitidas por Enargas a las Licenciatarias

Licenciataria	Fecha	Nota N°	Expte. N°	Folio N°
Gasnor	11/08/2016	ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07436	30.039	001
Gasnor	20/10/2016	ENRG/GD/GDyE/GT N°09757	30.039	009
Gasnor	08/11/2016	ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10424	30.039	447
CGP	11/08/2016	ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07431	30.042	001
CGP	20/10/2016	ENRG/GD/GDyE/GT N°09753	30.042	016
CGP	08/11/2016	ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10429	30.042	565
TGS	11/08/2016	ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07428	30.048	001
TGN	11/08/2016	ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07427	30.049	001

Nota: Se indican en esta instancia las notas correspondientes a los expedientes relevados a la fecha.

10. REQUISITOS MÍNIMOS PARA DISTRIBUIDORAS

10.1. NOTA DE FECHA 11 DE AGOSTO DE 2016

En las Notas de Enargas de fecha 11 de agosto de 2016, número correspondiente para cada Licenciataria según lo detallado en la tabla, se definen los siguientes requisitos para el desarrollo de los proyectos:

- 1) Denominación del proyecto y localización.
- 2) Objetivos del proyecto y justificación de su inclusión en el Plan de Inversiones.
- 3) Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto, incluyendo de corresponder plano de anteproyecto.
- 4) Simulaciones del sistema involucrado para los escenarios estudiados.
- 5) Cronograma de ejecución física, valorando cada parte como un porcentaje del total, e indicando las tareas a desarrollar y las etapas de construcción.
- 6) Ubicación geográfica precisa que permita establecer su correcta localización.

- 7) Número de Usuarios y volúmenes de gas involucrados. Se establecerá la cantidad de usuarios beneficiados y la proyección de incorporación de los mismos, estableciendo el crecimiento esperado de la demanda por categoría de usuario, indicando la metodología del cálculo utilizada.
- 8) Presupuesto de ejecución, detallando los ítems correspondientes, valorizados en pesos moneda nacional vigentes en agosto de 2016, sin incluir el IVA e indicando los volúmenes de gas afectados y precios unitarios de los bienes y servicios considerados en el cálculo. La presentación será realizada indicando la metodología de cálculo.
- 9) Cronograma de desembolsos mensuales en pesos moneda nacional de agosto vigente en agosto de 2016.
- 10) Especificación de los ahorros de costos que se efectivizarían como consecuencia de la ejecución del proyecto correspondiente. Se indicará la metodología de cálculo aplicada.

10.2. NOTA DE FECHA 20 DE OCTUBRE DE 2016

En las Notas de Enargas de fecha 20 de octubre de 2016, número correspondiente para cada Licenciataria según lo detallado en la tabla, indica que se debe proveer la información que seguidamente se detalla:

- 1) Valores unitarios y costos con los que arribó a los montos consignados para cada proyecto de los presentados.
- 2) Para los proyectos que involucran nuevas ERP, el costo aproximado o estimado para una instalación típica indicando sus características, y especificar todo otro dato que permita entender claramente diferencias entre plantas de distinta conformación, es decir los motivos que la aparten de la considerada típica.
- 3) A los efectos de una definición ágil, identificar los proyectos del plan presentado que ejecutará durante los 2 (DOS) primeros años del quinquenio, informando para cada uno de ellos, y de corresponder, el lugar de inicio. Además, deberá acompañarse la memoria descriptiva de cada ítem, definiéndose objetivo y justificación.
- 4) También se hace necesaria la presentación de las simulaciones correspondientes a las obras de expansión, para lo cual en cada caso, se expondrá a) El sistema con su demanda tal como se presenta en la actualidad, b) El mismo incorporando la demanda agregada e identificándola y finalmente c) El sistema potenciado presentando los resultados que arroja el ejercicio con esta última demanda.
- 5) Especificar los proyectos de expansión y/o ampliación que involucran tendido de redes de distribución en media presión, teniendo como pauta ineludible que esa licenciataria deberá construir redes en aquellas zonas donde, a su juicio, prevalezca mayor potencialidad para la incorporación de nuevos Clientes.
- 6) Indicar si ha comunicado su plan a las licenciatarias de transporte involucradas, y las respuestas que ellas hubieran brindado respecto a requisitos para las nuevas condiciones de entrega y transporte.

10.3. NOTA DE FECHA 8 DE NOVIEMBRE DE 2016

En las Notas de Enargas de fecha 8 de noviembre de 2016, número correspondiente para cada Licenciataria según lo detallado en la tabla, Enargas establece que se definan escalones de inversión, siguiendo las pautas de ordenamiento indicadas a continuación:

- 1) Inversiones indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requeridos por la normativa vigente.
- 2) Además de las indicadas en el punto 1°, inversiones necesarias para eliminar, durante los próximos 5 años, todo tipo de restricciones que al presente están limitando nuevas conexiones, donde existe red de distribución de gas.
- 3) Sobre lo descripto en la opción anterior, inversiones para el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan al presente con el servicio de gas natural por redes, ordenadas con indicadores tangibles (invertido/ usuario beneficiado) que permitan una adecuada ponderación del proyecto en cuestión.

11. PRESENTACION DE GASNOR S.A. DEL PLAN DE INVERSIONES

11.1. PRESENTACION DE GASNOR S.A. DEL PLAN DE INVERSIONES

Analizada la presentación realizada por la Distribuidora GASNOR S.A. respecto al tema “Revisión Tarifaria Integral – Plan de Inversiones”, con fecha 25 de octubre de 2016, por Nota G.G. N° 27/2016 corriente a Fs. 11 del expediente N° 30.039, Cuerpo N° 1, y las que a continuación se detallan remitidas posteriormente, todas ellas con motivo de lo solicitado por Enargas por Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07436 s/RTI-PIN, Solicitud Plan de Inversiones, de fecha 11 de agosto de 2016 también corriente a Fs. 1 del Expediente citado, corresponde dejar constancia de las observaciones que han merecido algunos aspectos de la misma.

Las notas remitidas por GASNOR S.A. respecto al Plan de Inversiones a su cargo, atento a lo solicitado por Enargas en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración a los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, fueron las que se detallan:

1. Nota G.G. N° 18/2016 de fecha 29 de agosto de 2016 (Fs. 9 del expediente N° 30.039) donde se solicita prórroga para la presentación de lo solicitado.
2. Nota G.G. N° 27/2016 de fecha 25 de octubre (Fs. 11 del expediente N° 30.039) ya citada en respuesta a las notas ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07436 y ENRG/GD/GDyE/GT N° 09757 (Fs. 1 y 9 respectivamente del Expediente N° 30.039).
3. Con posterioridad a la presentación realizada mediante Nota G.G. N° 27/2016 de fecha 25 de octubre de 2016 según lo manifestado anteriormente, GASNOR S.A. complementó con fecha 28 de octubre de 2016 su presentación, mediante Nota G.O. N° 124/16 (Fs. 248 del Expediente N° 30.039).

En dicha nota GASNOR S.A. indica que se adjuntan: a) los valores unitarios utilizados para presupuestar las obras de inversión presentadas oportunamente, b) Valores de estaciones

Reguladoras de Presión utilizados para presupuestar las obras, c) Proyectos de los años 2017 y 2018, d) Simulaciones de los sistemas de alta y media presión y e) Referencias a las obras de expansión.

4. Seguidamente y por Nota G.O. N° 0126/16 de fecha 31 de octubre de 2016 (Fs. 417 del Expediente N° 30.039), informa que subió al sistema SARI, las memorias correspondientes a las obras de Expansión de Envergadura.
5. Más tarde y con fecha 25 de noviembre de 2016, GASNOR S.A, sobre el mismo tema y en respuesta a la nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10424, presenta la nota G.C. N°1239/16 (Fs. 448 del Expediente 30.039) relativa a ajustes a la planilla del Plan de Inversiones, por lo que el monto final de las mismas, difiere del monto que había informado con anterioridad.
6. Algo más de un mes después y con fecha 3 de enero de 2017, mediante Nota G.G. N° 01/17 (Fs. 581 del Expediente N°30039), haciendo referencia a lo solicitado por Enargas en su nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10424 ya citada, GASNOR S.A. hace constar la necesidad de reincorporar algunas obras comprendidas en el plan original (remitido acompañando la Nota G.G. N°27/16, citada oportunamente en este documento.

11.2. NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS, REFERENTES A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

Las notas remitidas por ENARGAS en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración de los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación para la presentación del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado a que se está haciendo referencia, fueron las que se detallan:

1. Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07436 de fecha 11 de agosto de 2016 (Fs. 1 del Expediente N° 30.039), requiriendo de GASNOR S.A., la presentación del plan de inversiones para el quinquenio 2017-2021, estableciendo asimismo los requerimientos mínimos establecidos al respecto.
2. Nota ENRG/GD/GDyE/GT N°09757 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 9 del Expediente N° 30.039), requiriendo la presentación de la información pendiente a la fecha, incorporando requisitos adicionales a lo indicado con anterioridad.
3. Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10424 de fecha 8 de noviembre (Fs. 448 del Expediente 30.039), donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

11.3. REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA

Según lo establecido en las notas anteriores, los requisitos requeridos por Enargas son los siguientes:

En Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07436, S/RTI-PIN Solicitud de Plan de Inversiones y siguientes s/Notas adjuntas, se instruye en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral ya mencionado y lo dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N°31/2016 y considerando los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, que cada Licenciataria deberá presentar un Plan de Inversiones, para la prestación del servicio regulado previsto para el próximo quinquenio.

El plan de inversiones solicitado deberá estar conformado por la totalidad de los proyectos específicos a ejecutar en el quinquenio, con independencia del mecanismo que se determine para su remuneración y contemplando los criterios establecidos por la Resolución ENARGAS N°1903/2000.

En cada caso, dichos proyectos específicos deberán desarrollarse cumpliendo los siguientes requisitos:

- a) Denominación del proyecto y localización.
- b) Objetivos del proyecto y justificación de su inclusión en el Plan de Inversiones.
- c) Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto, incluyendo de corresponder plano de anteproyecto.
- d) Simulaciones del sistema involucrado para los escenarios estudiados.
- e) Cronograma de ejecución física, valorando cada parte como un porcentaje del total, e indicando las tareas a desarrollar y las etapas de construcción.
- f) Ubicación geográfica precisa que permita establecer su correcta localización.
- g) Número de Usuarios y volúmenes de gas involucrados. Se establecerá la cantidad de usuarios beneficiados y la proyección de incorporación de los mismos, estableciendo el crecimiento esperado de la demanda por categoría de usuario, indicando la metodología del cálculo utilizada.
- h) Presupuesto de ejecución, detallando los ítems correspondientes, valorizados en pesos moneda nacional vigentes en agosto de 2016, sin incluir el IVA e indicando los volúmenes de gas afectados y precios unitarios de los bienes y servicios considerados en el cálculo. La presentación será realizada indicando la metodología de cálculo.
- i) Cronograma de desembolsos mensuales en pesos moneda nacional de agosto vigente en agosto de 2016.
- j) Especificación de los ahorros de costos que se efectivizarían como consecuencia de la ejecución del proyecto correspondiente. Se indicará la metodología de cálculo aplicada.

Por otra parte y respecto del mismo tema, con fecha 20 de octubre de 2016 y Nota ENRG/GD/GDyE/GT N°09757, ENARGAS hace saber que se ha entendido indispensable avanzar en cuanto a los aspectos técnicos, para lo cual se ha considerado práctico agrupar las inversiones en grandes rubros, según su finalidad (Vg. Expansión, Seguridad e Integridad, Confiabilidad, Operación y Mantenimiento, Informática, etc.).

También al respecto señala que las Licenciatarias deberán indicar los valores unitarios con que determinan los montos de cada proyecto. Así mismo señala:

1. Para los proyectos que involucren nuevas ERP, deberá señalar el costo estimado para una instalación típica, indicando sus características.
2. Identificará los proyectos del plan que ejecutará durante los dos primeros años del quinquenio, informando para cada uno de ellos el lugar de inicio de las obras. Además, deberá acompañar la Memoria Descriptiva correspondiente a cada proyecto, definiendo objetivo y justificación.
3. Se deben presentar las simulaciones correspondientes a las obras de expansión, para lo cual, en cada caso se expondrá: i) El sistema con su demanda tal como se presenta al inicio; ii) El mismo incorporando la demanda agregada y iii) el sistema potenciado, presentando los resultados que arroja el ejercicio con esta última demanda.
4. Deberá especificar los proyectos de expansión y/o ampliación que involucren tendido de redes de distribución en media presión, teniendo como pauta ineludible, que deberá construir redes en zonas que a su juicio posean la mayor potencialidad respecto a la incorporación de nuevos Clientes.

Asimismo, con fecha 8 de noviembre de 2016 y Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10424, ENARGAS establece que se definan escalones de inversión, siguiendo las pautas de ordenamiento indicadas a continuación:

1. Inversiones indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requeridos por la normativa vigente.
2. Además de las indicadas en el punto 1°, deberá realizar las inversiones necesarias para poder eliminar durante los próximos 5 años, todo tipo de restricciones que al presente donde existe red de distribución de gas, están limitando la realización de nuevas conexiones.
3. Inversiones para el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan al presente con el servicio de gas natural por redes, ordenándolas con indicadores tangibles (Ejemplo: Inversión/Usuario beneficiado, que permitan realizar una adecuada ponderación del proyecto en cuestión.

11.4. OBSERVACIONES A LA PRESENTACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES

Analizada, como quedó expresado la presentación realizada por la Distribuidora GASNOR S.A. se estima corresponde efectuar las siguientes observaciones:

11.4.1. PROGRAMACIÓN PROPUESTA

A Fs. 12 GASNOR. S.A. informa que el programa de inversiones está integrado por (i) Obras de Confiabilidad, Seguridad y Eficiencia; (ii) Expansiones para completar obras iniciadas; (iii) expansiones menores y (iv) Expansiones de envergadura.

Seguidamente indica:

- (i) Las Obras de Confiabilidad, Seguridad y Eficiencia son aquéllas necesarias para mantener el sistema en condiciones de seguridad y confiabilidad adecuadas, que

permitan cumplir con los estándares de calidad establecidos en la normativa vigente y atender el crecimiento vegetativo del sistema de distribución, durante el quinquenio y demandarán una inversión \$MM 1.262.

Dice también que a ese monto se le debe agregar el correspondiente a las de potenciación a ser realizadas por GASNOR S.A., con fondos de terceros durante el período 2002 a 2015.

En esta instancia, los montos de obra definidos en este punto no están acompañados por su justificación técnica o detalle presupuestario.

- (ii) Las expansiones para finalizar obras implican una inversión de 175 MM\$ que apunta a concluir obras en las que se ha realizado una parte importante de la inversión con fondos provenientes de los distintos gobiernos y se requiere realizar obras de conexión al sistema de transporte.

Adicionalmente se incluyen obras que implican la extensión de ramales para la conexión de nuevas localidades ubicadas en las distintas provincias que se encuentran cercanas a los sistemas de distribución existente y con una mayor potencialidad de clientes.

En todas ellas se contempla la necesidad de hacer extensiones de redes, puesto que estas localidades tienen como característica fundamental ser núcleos de población con necesidades básicas insatisfechas, en una situación peor que la media nacional, con lo cual, sin la ejecución de la red, es imposible que estas viviendas puedan acceder a la media nacional.

Como en el caso anterior, los montos de obra definidos en este punto no están acompañados por su justificación técnica o detalle presupuestario.

- (iii) Más adelante señala que: “Las Expansiones Menores son obras que representan una inversión de 307 MM\$, procurando desarrollar obras menores a fin de completar los mallados, llegando a las periferias de los centros urbanos principales que hoy cuentan con gas natural”.

Respecto a lo expuesto en este ítem, GASNOR S.A. sólo hace referencia a las obras que habrán de configurar las Expansiones Menores según detalla, pero lo hace de manera general sin especificar ningún detalle de las mismas, a pesar de que luego agrega que esto demandará una inversión de 307 MM\$.

Como en los casos anteriores, los montos de obra definidos en este punto no están acompañados por su justificación técnica o detalle presupuestario.

- (iv) En el ítem siguiente GASNOR S.A. dice que “Las Expansiones de Envergadura representan una inversión de 588 MM\$ y están destinadas a realizar extensiones de ramales para permitir el suministro a nuevas localidades, que están más alejadas de las capitales de cada una de las provincias que integran la zona licenciada”.

Al referirse a Inversiones de Envergadura GASNOR S.A. no agrega cálculos que justifiquen el monto indicado y trata en general de localidades que no detalla.

En la nota citada GASNOR S.A. indica asimismo que estos dos últimos tipos de inversiones que describe, o sea las destinadas a Expansiones Menores y Expansiones de Envergadura,

comparten la característica de dar acceso al gas natural a familias con alto grado de vulnerabilidad social. Por este motivo, señala, estos aportes no reintegrables en redes por parte de la Distribuidora deben ser necesariamente complementados con la disponibilidad de líneas de créditos blandos que permitan a las familias financiar la adecuación o construcción de las instalaciones internas.

Asimismo, indica que debe considerarse que la ejecución de estas obras implica supuestos de potencialidad que podrían estar afectados por la realidad imperante al momento de poner en marcha cada una de las obras, pudiendo requerir modificaciones a las mismas.

Cabe destacar que, al no señalarlo claramente, no es posible constatar si GASNOR S.A. ha incluido alguna de las obras que formarían parte de las Expansiones Menores o las de Envergadura ya señaladas, en otras partes de su presentación.

11.4.2. RESUMEN EJECUTIVO DE OBRAS O SERVICIOS (FS. 17)

Dado el carácter repetitivo que se observa en esta presentación respecto a los incumplimientos en que incurre GASNOR S.A. al no detallar la metodología correspondiente al calcular las inversiones, por ejemplo: definición correcta de los valores unitarios utilizados, precisión en cuanto a la localización de los proyectos, detalle de los cronogramas, etc., se ha considerado conveniente no analizar cada por caso de modo secuencial todos los proyectos presentados ya que resulta repetitiva la conclusión a que se llega en todo el análisis.

Con carácter ilustrativo, se señala que por ejemplo a Fs. 17 existen bajo el título “Interconexión en Media Presión” una serie de obras, cuya descripción resulta, además de incompleta como quedó expuesto, confusa. Por otra parte, a Fs. 19, se hace mención a obras de redes ubicadas en las provincias de Tucumán, Salta y Jujuy sin agregar los números de los proyectos que corresponden ni sus códigos. A esta conclusión también contribuye el hecho que ninguna de las páginas de la presentación está numerada.

Por otra parte, en ningún caso se hace referencia a la simulación de las redes intervenidas, aclarando solamente que estos proyectos se realizan para aumentar la confiabilidad operativa en redes ubicadas en las tres provincias. Vemos también que a Fs. 20 se incluye una tabla donde se hace referencia a que se beneficiarán aproximadamente 20.000 usuarios, sin aclarar de qué manera se llega a ese número. Con posterioridad, señala que este proyecto demandaría una inversión de MM\$ 21,91, sin más detalle.

También observamos que a Fs. 21, bajo el título Reemplazos en media presión, sólo se hace referencia al aumento de la confiabilidad operativa en las redes, sin dar razones que justifiquen esta aseveración. Posteriormente y sin presentar cálculo explicativo alguno, estima que el costo total de la obra será de MM\$ 10,32. Como se ve, esto tampoco satisface lo requerido por Enargas por lo que se considera que también incurre en un incumplimiento a lo dispuesto.

Siguiendo a Fs. 22, encontramos el proyecto “Interconexiones y refuerzos en alta presión” pero sólo hace referencia al aumento de la confiabilidad operativa en los ramales de alta presión, sin dar razones que justifiquen esta aseveración. Luego, en lo relativo a beneficiarios, se incluye un cuadro donde se hace referencia a que este proyecto tendrá 21.368 beneficiarios, sin justificar la metodología seguida para alcanzar dicha cifra. Luego indica sin presentar cálculo explicativo alguno que el costo total de la obra será de MM\$ 74,36.

GASNOR S.A. da igual tratamiento a todos los proyectos que sigue incumpliendo todos ellos en forma monótonamente repetitiva sin cumplimentar en ningún caso los requisitos exigidos por la Autoridad Regulatoria, proceder que ha llevado, como se explicó, a considerar no procedente continuar señalando los incumplimientos realizados.

Se da de todos modos inicio al análisis de los primeros proyectos, señalando los incumplimientos que presentan los mismos para brindar más claridad y justificación al procedimiento adoptado al realizar el estudio de esta presentación. Se procede pues a iniciar el procedimiento indicado, observando lo detallado por GASNOR a Fs. 17 del Expediente N° 30.039, donde comienza la descripción específica de las obras que se propone realizar en cumplimiento de las Inversiones Obligatorias que debe efectuar en razón de la Revisión Tarifaria Integral que la Autoridad Regulatoria viene llevando a cabo.

11.4.2.1. INTERCONEXIÓN EN MEDIA PRESIÓN, 20008-2020-01-INTERMP000000000001-0

A. Interconexión Av. América entre Bo Lomas del Tafi y Bo Fepud

i. Observaciones

Analizada la descripción que realiza GASNOR S.A. respecto de esta obra, caben las siguientes observaciones:

- a) Se observa que respecto de la localización se indica solamente la ubicación de la calle, sin identificación de localidad, ciudad ni provincia.
- b) Con respecto a la justificación de la inclusión de la obra en el plan, no hay una referencia específica sino sólo una mención general.
- c) No hay referencia al plano correspondiente a esta obra ni la ubicación del mismo acompañando la presentación.
- d) No hay referencia a las simulaciones de los sistemas para los escenarios estudiados.
- e) No hay referencia a los cronogramas de ejecución física correspondientes.
- f) La ubicación geográfica se indica en forma muy parcial e imprecisa.
- g) Respecto a los usuarios a beneficiar, se indica en forma muy parcial e incompleta en relación con lo solicitado.
- h) Respecto al presupuesto de los proyectos, no se cumple con lo solicitado en lo relativo a precios unitarios y desagregación, como se le exige por parte de ENARGAS.
- i) No hay referencia a los cronogramas de desembolsos mensuales correspondientes.
- j) No hay referencia a la especificación de los ahorros de costos, ni de las metodologías de cálculo empleado.
- k) No se indica referencia a otro apartado de su presentación donde GASNOR S.A. haya incluido información que pudiera complementar o aclarar lo faltante.

ii. Conclusión

Las causales que se señalan anteriormente, permite concluir que la descripción que realiza GASNOR S.A. respecto a este proyecto constituye un incumplimiento a lo establecido por la autoridad Regulatoria y en consecuencia no satisface al requerimiento realizado en relación con el Plan de Inversiones solicitado.

B. Interconexión Diagonal Tafi Viejo

i. Observaciones

Al analizar la descripción que realiza GASNOR S.A. respecto de esta obra, se concluye que corresponden observaciones análogas a las establecidas en el ítem anterior.

ii. Conclusión

Los estudios realizados al respecto llevan a conclusiones equivalentes a las arribadas en el punto anterior.

11.4.2.2. REEMPLAZOS EN MEDIA PRESIÓN, 20008-2020-01-REEMPMP000000000002-0

A Fs. 21 se indica que el proyecto se refiere a Reemplazos en Media Presión. Igualmente a lo ya expuesto, las descripciones son sintéticas, sin cumplir los requisitos que establece ENARGAS.

A. Reemplazo de servicios en Salta

Se refiere al reemplazo de 1000 servicios, 200 servicios por año en media presión. Pero no agrega más detalles por lo que no cumple con los requisitos establecidos por Enargas respecto a justificación, precios, etc. Por este motivo le corresponde el mismo cuestionamiento que se realiza respecto de posible determinación de incumplimiento.

B. Renovación de red de BP

Bajo el título Reemplazo en Media Presión, este ítem se refiere a la renovación de la red de baja presión y luego hace referencia a la instalación de 16.500 m de cañería de ALDYL SDR 11 de Φ 63mm que reemplazará el sistema de baja presión existente. Pero luego, en un cuadro posterior, indica que se instalarán 5.500 m de cañería, todo lo cual resulta por demás confuso.

También aquí se concluye que lo expuesto en este ítem determina un incumplimiento más, como ya viene siendo señalado.

11.4.2.3. INTERCONEXIONES Y REFUERZOS EN ALTA PRESIÓN, 20008-2020-01-INTERAP000000000002-0 (FS. 22)

A. Loop Anillo Tucumán Norte - Refinor

Se refiere a la instalación de 1000 m de cañería de acero en el anillo que se indica. En este punto caben, entre otras, las siguientes observaciones: no hay referencia al plano del proyecto donde se detalla la ubicación de los puntos de empalme referidos, ni se indica si se ha solicitado a la Transportadora, tal como lo expresa Enargas, el mayor caudal de gas que requerirá para su operación en razón de la construcción de esta obra.

B. Interconexión Anillo Lamadrid Alberdi Etapa 1

Se indica que la obra PN7840b consiste en la instalación de 50.000 m de cañería de $\Phi 8"$ y agrega algunos detalles adicionales.

Sin embargo, si observamos el cuadro incluido más abajo, vemos que estima instalar solamente 1000 m de cañería de 8". Asimismo, en el mismo cuadro se listan 25.000 m de cañería de 6" sin especificar espesor, calidad del material, etc., ni aclarar en qué obra del proyecto será instalada. Esto evidentemente requiere una explicación satisfactoria para continuar la revisión correspondiente.

También se indica que se deberá instalar una ERP 60/25 bar y 10.000 m³/h de caudal sin mayor explicación respecto del lugar de instalación, diseño, etc. Razón por lo cual, también en este caso corresponde señalar un probable incumplimiento a lo solicitado por Enargas.

11.4.2.4. REEMPLAZOS EN ALTA PRESIÓN, 20008-2020-01-REEMPAP0000000000004-0 (FS. 24)

A. Renovación Gto. Timbó hasta cruce de Río

Según expresa, la obra consiste en la instalación de 2.700 m de cañería de acero de 3", agregando también otros detalles. No obstante, no se da explicación alguna respecto de cuál es la obra que se reemplaza, no motivo por el que se efectúa ese cambio. Tampoco detalla plano ilustrativo de referencia, detalles sobre la interconexión de interconexión con el sistema existente, características del cruce mencionado, etc.

Por lo expuesto, se observa que también en este caso incurre en incumplimientos a lo requerido por Enargas.

11.4.3. CONSIDERACIONES A LA PRESENTACIÓN DE GASNOR S.A. QUE MERECEN SER CONSIDERADOS INCUMPLIMIENTO

En tal sentido se encuentra que a Fs. 248 del Expediente 30.039 GASNOR S.A. realiza, por nota G.O. 124/2016 de fecha 28 de octubre de 2016, una presentación complementaria a la efectuada por nota G.G N° 27/2016, que ya fue analizada en este documento. En esta nota GASNOR S.A. hace referencia a lo que se le solicitara respecto a valores unitarios, valores de Estaciones Reguladoras de Presión, proyectos de los próximos dos años, simulaciones y obras de expansión.

11.4.3.1. VALORES UNITARIOS PARA CAÑERÍAS, CRUCES Y ESTACIONES DE REGULACIÓN DE PRESIÓN

Respecto de los valores unitarios presentados (Fs. 250), caben las siguientes observaciones:

- a) Al proveer los valores unitarios de referencia utilizados para presupuestar las obras de inversión presentadas, GASNOR S.A. manifiesta que los valores indicados para cañerías no contemplan situaciones especiales (ej. Terrenos rocosos, cañerías bajo pavimento, etc.), pruebas de hermeticidad, ensayos no destructivos, cartelería y amojonamiento, instalación de válvulas, etc. Esta situación se estima inapropiada, ya que no se aclara cómo son considerados estos aspectos para la evaluación de estos costos.

- b) Se incorpora como Anexo I una tabla con valores unitarios, indicando por ejemplo, para cañerías, diámetro de la misma y valor en \$, omitiendo toda información relativa al material empleado, calidad, espesor, revestimiento, particularidades de la instalación, etc.
- c) Para las Estaciones de Regulación de Presión se generaliza un valor para un determinado caudal y serie de entrada. No se detalla la configuración tenida en cuenta en lo relativo a equipos a instalar, diámetros de equipos y cañerías, obra civil asociada, electricidad e instrumentación, protección catódica, etc. La omisión de esta información, esencial a los efectos de evaluar las características de la instalación, hace que no resulte posible, a los efectos de este análisis, establecer lo que la Distribuidora entiende por instalación típica considerada, para el precio unitario adoptado. Asimismo, por este mismo motivo, no se puede establecer en los casos particulares de los proyectos incluidos en el programa, cuáles son las particularidades que apartan o no a las instalaciones proyectadas de la instalación típica considerada, tal lo requerido por Enargas en sus requisitos.
- d) Para los cruces se generaliza un valor por cruce de FFCC o ruta. No se detallan consideraciones respecto de la longitud del cruce, diámetro de la cañería metodología de cruce empleada, tipo de encamisado, etc. Nuevamente, las consideraciones contempladas por GASNOR S.A. no resultan suficientes a los efectos de definir el criterio adoptado para la determinación del precio unitario correspondiente.

11.4.3.2. PROYECTOS DE LOS PRÓXIMOS DOS AÑOS (2017 Y 2018)

Respecto de los proyectos de los dos primeros años (a saber, años 2017 y 2018), a Fs. 251 del Expediente N° 30.039 se adjunta en el Anexo II una planilla que detalla los proyectos correspondientes con su fecha de inicio, plazo estimado de ejecución y monto de inversión, adoptando el formato para ello establecido por Enargas en el Anexo I de su Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07436. Del análisis de dicha planilla surgen las siguientes observaciones:

- a) Se encontraron divergencias entre los montos presentados para un mismo proyecto, entre lo presentado en la planilla y lo detallado en las descripciones particulares incluidas. Tal es el caso del proyecto de Hardware y Comunicaciones 20008-2017-01-HARDCOM0000000000014-0 (Fs. 371) que en la tabla de Anexo II figura bajo un monto de 4,27 MM\$ pero en la descripción particular se le asigna un valor de 48,07 MM\$. Similar consideración recibe el proyecto de Actualización de Software 20008-2017-01-ACTSOFT0000000000015-0 (Fs. 372) que en la tabla figura con un monto de 1,94 MM\$ mientras que en la descripción particular indica 20,03 MM\$. Lo mismo acontece con el proyecto de Atención al Cliente y Facturación 20008-2017-01-ATCLIENT0000000000017-0 (Fs. 374), de la que se menciona 5,41 MM\$ en la tabla y 12,40 MM\$ en la descripción. En resumen, son numerosas las inconsistencias encontradas en la presentación a que nos referimos en este análisis, puntualizando solamente algunos de los hallazgos realizados.
- b) No hay correlato en la presentación para la obra indicada en la tabla de Anexo II, referida a Redes por Obras de Terceros y Propias, de codificación 20008-2017-01-ACTREDTER0000000000020-0 a la que se asigna un costo de 20,40 MM\$.

- c) Los proyectos de Sistema de información geográfico 20008-2018-01-GIS000000000000000016-0 (MM\$ 7,53), Atención al cliente y facturación 20008-2018-01-ATCLIEN000000000000017-0 (MM\$ 4,25), y Redes por obras de terceros y propias 20008-2018-01-ACTREDTER00000000020-0 (MM\$ 21,23) no poseen descripción dentro de la presentación de GASNOR S.A. aunque se incluyen en la planilla de Anexo II.

11.4.3.3. SIMULACIONES DE REDES DE MEDIA PRESIÓN Y SISTEMAS DE ALTA PRESIÓN

En lo relativo a las Simulaciones incorporadas a partir de Fs. 252, cabe señalar que según se indica en nota G.O. 124/16, se presentan esquemas correspondientes a las redes de media presión y a sistemas de alta presión. A este respecto cabe señalar que la información presentada resulta insuficiente e incomprensible, ya que no agrega una imprescindible Memoria Descriptiva que deje constancia de lo realizado.

Así vemos que no da detalles de las herramientas de cálculo utilizadas, no explica el modelo de análisis seguido, el objetivo planteado, los datos incorporados, los resultados parciales obtenidos, etc. La intención de la Autoridad Regulatoria al solicitar este estudio está centrada en poder justificar con elementos técnicos concretos la necesidad de realizar las inversiones que en definitiva deban realizarse en beneficio de los usuarios incorporados pendiente de disponer de un buen servicio y justamente deseosos de abonar por el un precio adecuado.

Por lo que puede apreciarse la presentación de este punto resulta absolutamente insatisfactoria. Lo expuesto queda justificado por lo expuesto y porque no detalla las hipótesis de trabajo empleadas, ni las consideraciones efectuadas respecto de consumos unitarios adoptados para los usuarios residenciales, comerciales e industriales ni los escenarios planteados.

11.4.3.4. OBRAS DE EXPANSIÓN

En lo relativo a obras de expansión, a Fs. 365 del Expediente N° 30.039 bajo el título Obras de Expansión para finalizar obras 20008-2017-01-EXPFIN000000000000012-0) se describen una serie de obras, totalizando un presupuesto económico de 65,12 MM\$, que presentan indefiniciones de las mismas características que las ya indicadas en el punto 6 de este documento.

No se hace referencia, en particular, sobre cuáles son las obras que deben finalizarse, justificando el título de la categoría aludida, ni se indica en qué condiciones se encuentran éstas al momento de su incorporación dentro del plan de inversiones.

A Fs. 371 del Expediente citado, se detalla el proyecto Expansión de Envergadura (20008-2017-01-EXPFIN000000000000012-0). De una de las obras que lo conforman, definida como "Provisión de Gas Natural para la Localidad de Urundel", no se da más detalles que la referencia a la necesidad de pago de la tasa por interconexión e inspección a TGN. No se indica qué tipo de obra se prevé para la provisión del servicio, cuáles serán sus características constructivas, ni cómo contribuye al presupuesto indicado.

G. BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO

12. ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO

Este apartado tiene como objetivo presentar los avances realizados a la fecha en lo referido al análisis de los aspectos económicos y financieros de los estudios realizados por las consultoras externas para la determinación de la base tarifaria, verificando el cumplimiento del alcance de los servicios detallado en apartado 3 de la Parte 3 del Pliego de Bases y Condiciones para la contratación del servicio de auditoría técnica y económica de los bienes necesarios para la prestación del servicio público de distribución de gas por parte de las licenciatarias.

13. BASE TARIFARIA CAMUZZI GAS PAMPEANA SA

13.1. ANTECEDENTES

El Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y LA LICENCIATARIA, en su Cláusula Décimo Primera, preveía la realización de una Revisión Tarifaria Integral a fin de fijar *“un nuevo régimen de tarifas máximas por el término de CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I, Título IX “Tarifas” de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas”*.

En este sentido, en la Cláusula Décimo Segunda del Acta Acuerdo se enunciaban las Pautas que debían contemplarse a tales efectos, y particularmente, con relación a la Base Tarifaria establecía:

“12.6 - Auditoría Técnica y Económica de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO: En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría establecida en la Cláusula Décimo sexta del presente instrumento.

12.7 - Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente instrumento, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores,

que surgirán de una propuesta efectuada por la LICENCIATARIA y aprobada por el ENARGAS. La selección final del Consultor surgirá de la evaluación técnica y económica de las ofertas presentadas que efectúe el ENARGAS no siendo recurrible dicha elección por parte de la LICENCIATARIA.

Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable”.

Por otra parte, en la Cláusula Décimo Sexta referida al mencionado Concurso para la evaluación técnica y económica de la Base Tarifaria, estableció que:

“16.1 EL LICENCIATARIO, bajo las pautas y supervisión del ENTE, procederá a realizar una Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL, mediante la contratación de especialistas.

16.2 Entre los objetivos que deberá contemplar la Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO deberá incluirse el control, verificación e información sobre los siguientes aspectos:

16.2.1. Existencia de los bienes declarados en el inventario físico mediante técnicas y registros apropiados. Identificación de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO y los activos de otras actividades-

16.2.2. Condiciones técnicas de las redes y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia

16.2.3. Existencia de bienes innecesarios o redundantes para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia. Identificación de los activos de actividades no reguladas.

16.2.4. Razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio, y la comparación con valores de reposición de dichos bienes.

16.2.5. Titularidad efectiva de cada uno de los bienes relevados, determinando si corresponden al LICENCIATARIO, al OTORGANTE o a un tercero.

16.3. El ENTE establecerá las bases, el objeto, los alcances de la contratación según lo indicado en la cláusula décimo segunda, párrafo 12.7”

Por último corresponde señalar, con respecto a las normas que rigieron la valuación de la Base de Capital, que prevalecieron en principio las disposiciones del ACTA, sin perjuicio de la aplicación de la Ley 24.076, el Decreto 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (Decreto 2255/92), que se encontraban plenamente vigentes en todo aquellos aspectos que no fueron modificados ni se opusieron a las normas resultantes de la Ley 25.561.

13.2. TRABAJO REALIZADO A LA FECHA

El trabajo realizado hasta la fecha comprendió el análisis de la documentación aportada por el ENARGAS e incluyó todos aquellos documentos que se consideraron necesarios, de acuerdo al objeto de la auditoría en cuestión, a saber:

- ACTA ACUERDO del 23/10/2008 ratificada por el PEN por Decreto N°1989/2009.
- EXPEDIENTE ENARGAS N° 17427 – CONTRATACIÓN - CONSULTOR BASE TARIFARIA - RTI

13.3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA

El expediente se inicia 14 de abril de 2016 con la NOTA ENRG/GDyE/GAL N° 2960 en la que el ENARGAS solicita a LA LICENCIATARIA la presentación de un listado de al menos cinco Consultoras que estarían en condiciones de presentarse al Concurso para la realización de la “Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL” (en adelante, LA AUDITORIA) en los términos previstos en la Cláusula Décimo Sexta del Acta Acuerdo (en adelante, el ACTA), el que debía estar acompañado del detalle de antecedentes que evidencien la capacidad de cada una de ellas para llevar adelante la tarea, incluyendo experiencia en trabajos previos y currículums de los profesionales que participarían.

El listado enviado por LA LICENCIATARIA el 21/4/2016, junto con los antecedentes requeridos, está compuesto por las siguientes Consultoras o grupo de Consultoras:

- CROWE HORWARTH-HORWARTH CONSULTING S.A.
- MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L.
- PSI CONSULTORES – ESTUVIDO ALBELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS
- LEVIN – GRANT THORNTON
- LEZA, ESCRÍÑA Y ASOCIADOS – PKF ADISUR
- VILLARES Y ASOCIADOS – RV CONSULTORES S.A.
- BECHER Y ASOCIADOS S.R.L. – BDO
- INTEGRA CONSULTES

Seguidamente se incorpora al expediente el denominado “Anexo I – Base de Capital – Transportadoras y Distribuidoras”. Mediante dicho instrumento, remitido por el Ente Regulador a LA LICENCIATARIA el día 3/5/2016 (NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3662/16) junto con la aprobación del listado de Consultoras, el ENARGAS:

- formula el “*Instructivo para la determinación de las incorporaciones y las bajas de activos a la Base de Capital durante el período 2001-2015 (GASNEA desde 1997)*”,
- remite el Modelo de Pliego para el llamado a Concurso para la contratación, por parte de LA LICENCIATARIA, de la LA AUDITORÍA y

- dispone los criterios para la Determinación de la Base de Capital” que estableció los lineamientos para la determinación del valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias, complementando aquellos oportunamente establecidos en la Segunda Revisión Quinquenal de Tarifas, para todas aquellas Consultoras que lleven adelante LA AUDITORÍA. Estos eran:

“4.1 Se determinará para cada uno de los grupos de activos que componen el rubro de Bienes de Uso previstos en la Resolución ENARGAS N° 1660/00 y modificatorias, el valor de costo histórico en PESOS de los activos existentes al 31 de Diciembre de 2105. A tal efecto, se procederá de la siguiente manera:

- a) Se establecerá el valor inicial de los activos transferidos al momento de la privatización en función del monto total abonado por cada Licenciataria (incluyendo el pago en efectivo, los bonos de la deuda y los pasivos asumidos).*
- b) Se detraerá de dicho importe el precio asignado a aquellos bienes considerados como no necesarios para prestar el servicio regulado. Además se disminuirán del valor resultante: (i) por su valor total, aquellos bienes que se estén utilizando solo para sustentar actividades no reguladas, y (ii) en forma proporcional, si existiese algún grado de afectación de dichos activos a actividades reguladas.*
- c) Al valor de la inversión inicial se le adicionará el importe anual –a valor de costo- de las inversiones en Activos Esenciales y/u otros activos necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas con posterioridad a la fecha de posesión y hasta el 31 de diciembre de 2015, atendiendo a un criterio de eficiencia. A tal efectos, y partiendo de los valores históricos que surgen de la contabilidad de la Licenciataria, se efectuarán los ajustes que pudieran corresponder a dichos valores en función de la normativa vigente. Se incluirán en este punto las incorporaciones de activos que hubieran sido financiadas bajo la modalidad de Proyectos K, las que serán valuadas a su costo de adquisición, o al valor oportunamente autorizado por el ENARGAS, el que resulte menor, como así también la incorporación de redes ejecutadas por terceros y cedidas a la distribuidora, las que serán valuadas de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución ENARGAS 1903/2000.-*
- d) Se eliminará de la valuación el valor de origen correspondiente a las bajas por desafectaciones, retiros o reemplazo de Activos Esenciales y/o Activos no Esenciales necesarios para la prestación del servicio regulado.*

4.2 Se determinará el valor de las incorporaciones de activos ya efectuadas o a materializar, según corresponda, durante el año 2016, las que serán computadas en forma trimestral aplicando la siguiente metodología:

- a) Para trimestres con balance trimestral cerrado a la fecha de la realización de la Consultoría, las incorporaciones de activo fijo se valuaran de acuerdo a lo previsto en el punto 4.1 c) precedente.*
- b) Para las inversiones previstas para el resto del año 2016, las mismas se consideran a valor de costo en moneda del momento de presupuestación, indicando la fecha a que se refiere dicho valor.*

4.3. A los efectos de determinar el valor residual de los activos existentes al 31-12-15, a los valores determinados de acuerdo a lo indicado en el punto 4.1 precedente se les deducirá la

sumatoria de las depreciaciones acumuladas al 31-12-15, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta y aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00.

4.4. A los efectos de que el ENARGAS se expida respecto de los índices a utilizar para la actualización de la Base de Capital de las Licenciatarias, el Consultor determinará la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital y propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos.

4.5. Se determinará el valor actualizado al 31-12-15 del valor residual de los activos determinados en el punto 4.3 precedente, mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

4.6. Se procederá a la determinación de la valuación técnica de los bienes en existencia al 31-12-15, a cuyo efectos se tendrán especialmente en cuenta las condiciones técnicas de los activos, su nivel de depreciación y/u obsolescencia y el estado de conservación de los mismos.

4.7. En base a la información elaborada por el Consultor, el ENARGAS efectuará la comparación del valor actual determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.5 con la valuación técnica determinada de acuerdo a lo indicado en el punto 4.6 precedente y procederá determinar la Base de Capital al 31-12-15.

4.8. La Base de Capital al 31-12-15 será determinada por el ENARGAS, adicionado al valor determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.7 precedente el valor de las inversiones correspondientes al año 2016 determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.2 precedente, y deduciendo del valor resultante amortizaciones correspondientes al año 2016, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta, año de alta completo, aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00. Finalmente, el valor residual obtenido será actualizado al 31-12-16 mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

Los criterios y metodología para la valorización de activos descriptos tienen como finalidad determinar objetiva y razonablemente la Base de Capital de la Licenciataria al 31-12-16, excluyendo aquellos activos que no resulten necesarios para una eficiente prestación del servicio regulado y efectuando las eventuales correcciones necesarias para adecuar la valuación de aquellos bienes cuyo valor contable de origen podría diferir en razón de haberse utilizado criterios de activación que se aparten del valor de costo de construcción o adquisición, y/o incluyan partidas que oportunamente hayan sido o pudieran ser observadas por el ENARGAS, y/o hubieran sido amortizados contablemente considerando distintas vidas útiles a las reconocidas por el ENARGAS.”

Por último aclara el ENARGAS que “con respecto a la consideración y determinación del costo de construcción de los activos construidos por o para las Licenciatarias que conforman los bienes necesarios para la prestación del servicio, se deberán seguir los lineamientos previstos en la Resolución ENARGAS N° 1903/00. Asimismo, resulta de interés señalar que, para el caso particular de obras incluidas en el patrimonio de las Licenciatarias que hayan

sido total o parcialmente abonadas por los usuarios, el cómputo a los efectos de su inclusión en la Base de Capital deberá efectuarse al menor valor entre el costo de construcción, o –en caso de no conocerse aquél- el de reposición, y el de utilización económica de dicho activo, tal como se indica en la citada Resolución ENARGAS N° 1903/00”.

El día 26/5/16 (NOTA CAMUZZI AR/JR/GO/er/1141) LA LICENCIATARIA remite información contable solicitada por el ENARGAS en el “*Instructivo para la determinación de las incorporaciones y las bajas de activos a la Base de Capital durante el período 2001-2015 (GASNEA desde 1997)*”.

El 27/5 de ese año el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4915 en la que efectúa una serie de aclaraciones en virtud de las inquietudes planteadas por distintas Consultoras. Entre las explicaciones brindadas resulta relevante señalar, a efectos del análisis que se realiza en este apartado, que:

- Con relación a la utilización de otros índices de precios para la elaboración de las tareas de acuerdo a lo establecido en la Parte III, punto 3.2 “Determinación de la Base de Capital”, tarea h) del Pliego, el ENARGAS aclaró que solo se deben aplicar índices de precios oficiales.
- Con respecto a la valuación técnica de la Base de Capital (apartado 3. ALCANCE DE LOS SERVICIOS, punto 3.1.g), el Ente Regulador aclaró que a tales efectos debían tenerse especial consideración de las condiciones técnicas de los activos y estado de conservación, y que para el caso de *“las incorporaciones de activos que no hubieran sido totalmente costeadas por las Licenciatarias (obras construidas por fideicomisos, redes cedidas por terceros, etc.) el valor técnico deberá ser proporcionado a la participación del aporte efectuado por las Licenciatarias para la incorporación de dichos bienes. En dicho contexto, cabe aclarar que, para el caso de bienes operados por las Licenciatarias que fueran propiedad de terceros o que les hubieran sido transferidos a título gratuito, el valor técnico a considerar será igual a cero”*.

Con igual fecha el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4919 en la que autoriza una prórroga del plazo previsto para la presentación de las ofertas en el marco del Concurso referido anteriormente, con la condición de que la apertura de sobres no se realizara con posterioridad al día 3 de junio de ese año.

El día 31/5/16 LA LICENCIATARIA, con presencia de funcionarios del ENARGAS, realizó la apertura de las propuestas presentadas en el marco del Concurso para realización de LA AUDITORIA

El 8 de junio LA LICENCIATARIA envía al Ente Regulador un análisis de las mismas siguiendo, según informa, los lineamientos establecidos por el ENARGAS en la Parte II del Pliego. Al respecto manifiesta LA LICENCIATARIA la relevancia de la adjudicación de una misma Consultora para la realización de LA AUDITORIA de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. y CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. dado que comparten la Administración Central, y dicho extremo se encontraba ya previsto en el art. 5 de la Parte I del Pliego.

El análisis de las propuestas llevado a cabo por LA LICENCIATARIA dio como resultado, en orden descendente según el Factor de Adjudicación establecido en el Pliego:

- 1) LEVIN – GRANT THORNTON

- 2) PSI CONSULTORES – ESTUVIDO ALBELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS
- 3) MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L.
- 4) VILLARES Y ASOCIADOS – RV CONSULTORES S.A.
- 5) LEZA, ESCRIÑA Y ASOCIADOS – PKF ADISUR
- 6) CROWE HORWARTH-HORWARTH CONSULTING S.A.

Por su parte, el ENARGAS efectuó un análisis propio de los factores de adjudicación para las distintas ofertas presentadas a LA LICENCIATARIA, siguiendo los criterios previstos en las Pautas de Selección y Adjudicación del Pliego, y teniendo en cuenta la restricción de que ningún oferente podía resultar adjudicatario en más de dos concursos, dada la simultaneidad en la realización de los mismos por parte de todas las Distribuidoras y Transportistas.

El resultado de la evaluación integral y comparativa llevada a cabo por el ENARGAS para todas las Licenciatarias fue presentado en el Informe GDyE/GD N° 210 del 6/7/2016 (y anexos), indicando que la propuesta de MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L. resultó ser la más conveniente para LA LICENCIATARIA.

Con fundamento en dicho informe y el Informe GAL N°1149/16 de la Gerencia de Asuntos Legales, el ENARGAS dictó la Resolución I/3887 del 7 de julio de ese año, en la que instruye a LA LICENCIATARIA a suscribir la documentación pertinente para la contratación de MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L. (en adelante, LA CONSULTORA) para la realización de LA AUDITORIA.

Realizada la contratación, el 26 de agosto de 2016 LA LICENCIATARIA informa que LA CONSULTORA solicita una prórroga de diez días contados a partir del vencimiento original para la presentación del primer informe de avance del estudio para la realización de LA AUDITORIA.

El día 16/9/2016 el ENARGAS remite sendas notas a los ex MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION y ex MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACION (NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 y 8828 respectivamente), en el marco de lo dispuesto en la Cláusula 12 de las ACTAS ACUERDO en cuanto a que *“Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes”*, en las que solicita instrucciones acerca de la interpretación que debía efectuarse sobre el concepto de “índices oficiales” (si debía entenderse como aquellos elaborados por el INDEC u otros Organismos Oficiales de Argentina o podían considerarse índices elaborados por organismos oficiales de otros países).

En tal sentido, aclara el ENARGAS que dicho requerimiento se efectúa atento a que, de acuerdo a lo establecido en el apartado 4.4 de la metodología para la determinación de la Base de Capital en cuanto a que el Consultor *“propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos”* y la tarea h) del punto 3.2.2. de la Parte III del Pliego, algunas Consultoras, en sus informes de

avance, para la actualización de determinados rubros habían propuesto utilizar índices de precios elaborados por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América ajustados a moneda local aplicando el tipo de cambio oficial del dólar estadounidense.

LA LICENCIATARIA remite el primer informe de avance de LA CONSULTORA el día 28 de octubre de 2016 (NOTA AR/JR N° 2511) en el que esta última señala, con relación a la determinación de la estructura de costos, efectuada por unidad de negocio de LA LICENCIATARIA, y la propuesta de índices oficiales asociados para su actualización, que estableció para cada ítem del activo, diferentes unidades constructivas de acuerdo a las características de cada uno y considerando el costo de construcción, formando luego una fórmula polinómica compuesta por la participación de los distintos componentes del costo de las instalaciones, diferenciando entre componentes que provienen del exterior de aquellos de procedencia local y aplicando “índices representativos”. En este caso, LA CONSULTORA presentó una base de índices entre los que se incluyeron series del INDEC, del Ministerio de Trabajo y del BLS de Estados Unidos de América.

A continuación se incorporó al Expediente bajo análisis la NOTA ENRG/GDyE/GAL/I N° 9906 del 26/10/16 en la que el ENARGAS se dirigió al entonces SUBSECRETARIO DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION, quien el Ente Regulador entendió que se encontraba analizando la NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 del 16/9/2016 cursada a dicho Ministerio, solicitando una respuesta a la misma a la mayor brevedad que le fuera posible *“en virtud de los exiguos plazos que restan para la finalización del proceso de Revisión Tarifaria Integral”* y a fin de que las Consultoras pudiesen determinar el valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias.

El día 11 de noviembre de 2016 el Ministro del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION (mediante NO-2016-03240081-APN-MEM) respondió la consulta efectuada por el ENARGAS en la citada nota. Al respecto señaló que *“Sobre la base de las facultades propias del ENARGAS, atribuidas por la Ley N° 24.076, las referidas Actas Acuerdo disponen que dicho Organismo establecerá los criterios para la determinación de la Base de Capital. En ese marco, las actas mencionadas prevén en su Cláusula 12da., entre otros aspectos, que las valuaciones de bienes se efectuarán en moneda nacional y considerarán la evolución de índices oficiales o coeficientes locales representativos de la variación de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes, debiendo entenderse sobre ese particular que la referencia a índices oficiales incluye aquellos emitidos o adoptados por organismos o entidades públicas de la República Argentina que sean considerados por el ENARGAS como idóneos para estimar las variaciones de los costos de los bienes y servicios atinentes a las actividades de transporte y distribución de gas por redes”*.

En tal sentido el Ministro citó como antecedente el Decreto 55 del 7 de enero de 2016 en el que el PODER EJECUTIVO NACIONAL declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema de Estadístico Nacional (SEN) y al INDEC, listando asimismo las resoluciones y actos administrativos mediante los cuales diversos organismos oficiales utilizaron indicadores oficiales alternativos para medir variaciones de costos de sus áreas de competencia.

Finalmente señaló que *“en la valuación de los bienes que realice el ENARGAS, deberán tenerse en cuenta los objetivos y condiciones establecidos a ese efecto en la mencionada Cláusula 12da. de las respectivas Actas Acuerdo”*.

El 15/11 el ENARGAS remitió copia de la mencionada nota ministerial a LA LICENCIATARIA.

Posteriormente, con fecha 29/11 LA LICENCIATARIA (por Actuación ENARGAS N° 39293/16) presentó al ENARGAS el Informe Final de LA AUDITORIA realizado por LA CONSULTORA.

Cabe indicar que con respecto a la determinación de la estructura de costos, se observa que LA CONSULTORA empleó la metodología ya señalada en su primer informe de avance respecto a la desagregación de la estructura por los componentes de la cadena de costos que la conforman, por unidad de negocio de LA LICENCIATARIA, y la ajustó por una fórmula polinómica que contempló la incidencia de cada uno en la composición del activo, aplicando luego los índices oficiales que LA CONSULTORA consideró más representativos de la variación de los costos en el tiempo.

Señala LA CONSULTORA en el apartado 2.3 “Índices de ajuste” del capítulo “2 - Estructura de Costos” que la base de índices de precios utilizada contempla indicadores publicados fundamentalmente por el INDEC y por el MINISTERIO DE TRABAJO, y las series se extendieron, a pedido del ENARGAS, hasta Agosto de 2016 (en lugar de Diciembre de 2015 como estaba establecido originalmente en el Pliego).

Por otra parte, con relación a la determinación de la Base Tarifaria por el criterio del valor técnico de reposición LA CONSULTORA aclaró que procedió a la valorización de cada bien según su precio al 31-8-2016 contemplando el valor de reposición, contemplando para todos los bienes, aún aquellos amortizados al año 2015, una vida útil siempre que los mismos se encontraran en operación y funcionando.

Los días 29/12/2016 (NOTA AR/JR/GC/er/3007) y 12/1/2017 (Nota AR/JR/GC/er/0065) LA LICENCIATARIA presenta sendos informes complementarios de LA CONSULTORA en los que se agregaron, por un lado las amortizaciones de todo el período hasta primer semestre de 2016, y por el otro, las amortizaciones e inversiones del segundo semestre de 2016, todo ello a requerimiento de la Autoridad Regulatoria.

El resultado obtenido por LA CONSULTORA en la valuación de la Base de Capital de LA LICENCIATARIA se encuentra resumido en el cuadro a continuación:

Base Tarifaria CAMUZZI GAS PAMPEANA - s/LA CONSULTORA	Millones de pesos
Valor actualizado por polinómica de costos (incluyendo inversiones del 2016)	7.805,5
Valor técnico (no incluye inversiones del 2016)	9.822,8

Por su parte el 27/3/2017 el ENARGAS se dirige al MEM mediante NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2477, complementada por la NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2516 del 29/3 de ese año, en la que solicitó conformidad para la utilización de un único índice compuesto para la actualización de la Base Tarifaria de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, y que fue propuesto por Villares y Asociados, Consultora contratada por las transportistas. Dicho índice se compuso de la siguiente manera (de acuerdo al texto de la nota complementaria): “una participación del 44% del ISBIC (Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social)” y “un 56% de un índice compuesto por el

ICC Materiales (índice del Costo de la Construcción – Materiales, elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza) y el IPIM (índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos)”.

Respecto de la determinación de un único indicador para la actualización de la Base de Capital de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, el ENARGAS aludió a la Cláusula Décimo Novena incluida en las Actas Acuerdo de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A., CAMUZZI GAS DEL SUR S.A., LITORAL GAS S.A. y GASNOR S.A., de Trato Equitativo, que previó que *“El OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y distribución de gas natural, en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos”.*

Aclara el Ente Regulador que en sus informes finales de las Consultoras *“aplicaron índices de precios para ajustar la Base Tarifaria de las Licenciatarias que, en la totalidad de los casos, arrojan coeficientes de ajuste que oscilan entre treinta y tres veces y treinta y nueve veces cuando se computan para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 1992 y el 31 de diciembre de 2016”*, resultando en valores de Bases Tarifarias que en todos los casos son inferiores a los valores técnicos de reposición por ellas calculados.

El MINISTERIO responde el 30/3 mediante Nota NO-2017-04871382-APN-MEM en la que indicó que había dado intervención en el tema a la SUBSECRETARIA DE COORDINACIÓN DE POLITICA TARIFARIA y, compartiendo lo manifestado por dicha Subsecretaria, consideró que *“el índice de precios combinado seleccionado por el ENARGAS en el marco de sus facultades se adecúa a las previsiones contenidas en las Actas Acuerdo antes referidas, relativas al ajuste de la Base Tarifaria de las Licenciatarias; como así también que resulta procedente su aplicación de manera uniforme a la totalidad de las Licenciatarias. Ello por cuanto resulta razonable y necesario contar con criterios uniformes para efectuar la valuación de los bienes necesarios para la prestación de los servicios públicos a su cargo”.*

Finalmente el 30 de marzo de 2017 el ENARGAS elaboró el Informe técnico en el que detalla los antecedentes y lo actuado hasta el momento, analiza el estudio realizado por LA CONSULTORA para la valuación contable y técnica y aprobó el valor de la Base Tarifaria de LA LICENCIATARIA.

H. ANÁLISIS DEL COSTO DE CAPITAL

14. ANTECEDENTES

La Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, N° 25.5611, con el objetivo de reactivar el funcionamiento de la economía y crear condiciones para un crecimiento sustentable, estableció la renegociación de todos los contratos de obras y servicios celebrados por la Administración Pública, estando comprendidos aquellos de las Licenciatarias de los Servicios de Transporte y Distribución de gas.

En el año 2008, se celebraron las Actas Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y las Licenciatarias de Distribución y Transporte de gas. La celebración de las Actas implicaba una readecuación de las Licencias otorgadas-

El Acta Acuerdo estipulaba en la Cláusula Décimo Primera, *“la realización de un proceso de REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL mediante el cual se fijará un nuevo régimen de tarifas máximas, por el término de cinco (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I de Título IX Tarifas de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las PAUTAS contenidas en la Cláusula Décimo Segunda del presente instrumento”*.

En relación con el cálculo de la Base de Capital y Tasa de Rentabilidad, la Cláusula Décimo Segunda de las Actas Acuerdo reglamenta que *“El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente instrumento, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.*

Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores, que surgirán de una propuesta efectuada por la LICENCIATARIA y aprobada por el ENARGAS. La selección final del Consultor surgirá de la evaluación técnica y económica de las ofertas presentadas que efectúe el ENARGAS no siendo recurrible dicha elección por parte de la LICENCIATARIA.

¹ Cuyo plazo de vigencia es hasta el 31/12/2013.

Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable”.

En el año 2007, el ENARGAS en el marco de la Revisión Tarifaria Integral decidió convocar mediante la Resolución N°I/98 a Concurso Privado, N° 08/2007, con el objeto de “*evaluar la selección de un servicio de consultoría para la determinación del costo de capital – Revisión Tarifaria*”. Se invitaron a participar del concurso a diversos actores.

El 17 de marzo de 2008, mediante la Resolución ENARGAS N° 210, se adjudicó a la empresa Delta Finanzas S.A. (en aquel momento denominada ARMO I S.R.L.) la consultoría por un monto de ARS 117.500. En los considerados de dicha Resolución se indica que en el Acta de Apertura de sobres hubo dos oferentes ARMO I S.R.L y MACROCONSULTING S.A, indicando que “*del análisis de las presentaciones realizadas por los dos oferentes (...) surgió que solamente la firma ARMO I S.R.L. cumplía íntegramente con los requisitos establecidos en los Términos de Referencia*”. Ello así porque presentaba “*la mejor relación calidad-precio, reflejada en su Factor de Adjudicación; que los integrantes del equipo de trabajo de MACROCONSULTING S.A., si bien acreditan conocimientos y una vasta trayectoria en aspectos regulatorios, incluyendo tareas similares al objeto del Concurso, no son en su totalidad profesionales especialistas en finanzas, tal como se solicitara en los Términos de Referencia del presente Concurso; que los integrantes de la consultora ARMO I S.R.L. desarrollan, como núcleo principal su actividad laboral, una vasta tarea docente en el área de finanzas, y cuentan con antecedentes y experiencia en tareas similares a las del Concurso y que en razón de que los antecedentes de ARMO I S.R.L. se ajustan con mayor precisión a los requisitos establecidos en los Términos de referencia del presente Concurso*”.

Bajo la Actuación ENARGAS N° 15190/2008, la empresa ARMO I S.R.L. presentó el primer informe, incluyendo una propuesta para la determinación del Costo de Capital, con parámetros relevados al 31 de Diciembre de 2007.

Sin embargo, se registraron postergaciones en el proceso de la Revisión Tarifaria Integral que generaron que no se avanzara en el proceso y, consecuentemente, en la implementación.

Mediante la Resolución 129/2016 del ex - Ministerio de Energía y Minería (MINEM), con fecha 17 de julio de 2016, se instruyó al ENARGAS “*a adoptar las medidas necesarias a los efectos de concluir antes del 31 de diciembre de 2016 el proceso de Revisión Tarifaria Integral al que se refiere el Artículo 1° de la Resolución N° 31 de fecha 29 de marzo de 2016; a cuyo fin deberá realizarse la audiencia pública allí prevista antes del 31 de octubre de 2016.*”

15.ÍNDICE DE LAS ACTUACIONES RELACIONADAS CON LA DETERMINACIÓN DEL CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL EN EL EXPEDIENTE N° 30.194

- Mediante el Memorandum GDyE N° 53/16 se sugirió la posibilidad de contratar nuevamente a la empresa Delta Finanzas S.A. (continuadora de ARMO I S.R.L.), para la reactualización, revaluación y la eventual modificación del cálculo. La sugerencia de la contratación de un proveedor exclusivo estuvo relacionada con el hecho de que la

empresa ya había realizado el cálculo anteriormente y, por lo tanto, con el hecho de realizar la tarea en un menor tiempo.

- El ENARGAS solicita a Delta Finanzas S.A. la cotización para dicho trabajo y el establecimiento de los plazos de ejecución. La empresa envía una cotización de ARS 170.000 +IVA e informa que realizará el análisis en un plazo de 30 (treinta) días.
- La resolución ENARGAS N° I/4059 del 13 de octubre de 2016, resuelve aprobar y adjudicar la contratación directa de Delta Finanzas S.A., por el monto de ARS 205.700.
- Con fecha 18 y 21 de octubre 2016, la Transportadora de Gas del Sur S.A. y la Transportadora de Gas del Norte S.A. respectivamente, remiten al ENARGAS un informe sobre la determinación del Costo de Capital para la Actividad del Transporte realizado por RG Consultores.
- Con fecha el 24 de octubre 2016, ADIGAS, remite al ENARGAS un informe elaborado por Profesores de la Escuela de Negocios IAE, sobre la determinación del costo de capital aplicable a las Distribuidoras de Gas Natural.
- Con fecha el 25 de octubre 2016 la Subsecretaría de coordinación de Política Tarifaria del ex – Ministerio de Energía y Minería eleva un cálculo preliminar del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) en relación al sector de transporte y distribución de gas natural.
- Con fecha 10 de noviembre de 2016, Delta Finanzas S.A. envía el informe final en que se describe y detalla la metodología para la determinación del costo de capital de las licenciatarias de distribución y transporte de gas natural.
- Con fecha 15 de noviembre de 2016, ENARGAS remite el informe las Licenciatarias de Distribución y Transporte de gas: GASNEA S.A, Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas del Cuyana S.A., Gas Natural BAN S.A., Camuzzi Gas Pampeña S.A., Camuzzi Gas Sur S.A., Litoral Gas S.A., GASNOR S.A., REDENGAS S.A., METROGAS S.A., Transportadora de Gas del Sur S.A., Transportadora de Gas del Norte S.A.
- Con fecha 17 de noviembre el Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS la toma de vista del expediente N° 30.194.
- Entre el 22 de noviembre y el 01 de diciembre de 2016, las empresas Litoral GAS S.A., Gas Natural BAN S.A., GASNOR S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A. envían observaciones al Informe Final de Delta Finanzas. En dicha nota solicitan la desestimación del costo de capital calculado por Delta Finanzas, utilizando el resultado del informe realizado por Profesores de la Escuela de Negocios IAE, oportunamente presentado por CADIGAS.
- Con fecha el 28 de marzo de 2017, la Gerencia de Distribución y Economía eleva al Interventor del ENARGAS un informe donde se detallan los criterios metodológicos y cálculos desarrollados para obtener la tasa de rentabilidad razonable que se utilizará para la determinación de tarifas de transporte. En dicho informe se expone la metodología de cálculo desarrollada por Delta Finanzas S.A., y la Gerencia la ratifica y recomienda su aplicación.

16. DETALLES DE LAS ACTUACIONES DEL EXPEDIENTE-N°30.194: COSTO DEL CAPITAL

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
Cuerpo 1 del Expediente			
1-5	ENARGAS – Gerencia de Desempeño y Economía	Requerimiento de contratación. Se menciona la contratación directa a DELTA Finanzas S.A.	07/09/2016
6-8	Nota ENARGAS N° 09233 a Delta Finanzas S.A	Se envía descripción de tareas y se solicita cotización del trabajo	03/10/2016
9-35	Delta Finanzas a ENARGAS	Se envía plazos, cotización (30 días + ARS 170.000+IVA) y forma de pago Se adjunta documentación societaria de la empresa DELTA Finanzas	04/10/2016
36-37	Informe Interno de la Gerencia de Administración ENARGAS – de la Jefa de Compras al Gerente	Se recomienda la contratación directa de DELTA, por una suma de \$205.700	05/10/2016
38-43	Informe al Interventor del ENARGAS recomendando la contratación directa	Resumen de las actuaciones y recomendación de la contratación	05/10/2016
44-49	Resolución ENARGAS N° I/4059	Se adjudica la contratación	13/10/2016
50-55	Email del ENARGAS la empresa DELTA informando de la contratación		13/10/2016
56-77	TGS envía al ENARGAS un Informe sobre la Determinación del costo de capital	Dicho informe contiene un cálculo del costo de capital para la actividad de transporte de gas elaborado por RG consultores	18/10/106
78-117	TGN envía al ENARGAS un Informe sobre la Determinación del costo de capital	Dicho informe contiene un cálculo del costo de capital para la actividad de transporte de gas elaborado por RG consultores	21/10/106
118-165	CADIGAS- informe sobre costo de capital	Se remite un informe elaborado por Profesores de la Escuela de Negocios IAE	24/10/2016
166	Emisión de Orden de compra: Contratación Directa a Delta Finanzas		26/10/2016
167-187	Nota N0-2016-02561515-APN-SSCP#MEM Nota del Subsecretario de Coordinación de Política tarifaria del Ministerio de Energía y Minería al Interventor del ENARGAS	Cálculo preliminar del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC), en relación al sector de Transporte y Distribución de Gas Natural.	25/10/2016

Cuerpo 2 del Expediente			
188-291	Informe Delta Finanzas	Informe final en que se describen y detallan la metodología para la determinación del costo de capital de las licenciatarias de distribución y transporte de gas natural	10/11/2016
292-344	Remisión del ENARGAS a GASNEA SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
345-397	Remisión del ENARGAS a Distribuidora de Gas del Centro SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
Cuerpo 3 del Expediente			
398-450	Remisión del ENARGAS a Distribuidora de Gas del Cuyana SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
451-503	Remisión del ENARGAS a Gas Natural BAN SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
504-556	Remisión del ENARGAS a Camuzzi Gas Pampeana SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
557-609	Remisión del ENARGAS a Camuzzi Gas Sur SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016

Cuerpo 4 del Expediente			
610-662	Remisión del ENARGAS a Transportadora de Gas del Sur SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
663-715	Remisión del ENARGAS a Transportadora de Gas del Norte SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
716-768	Remisión del ENARGAS a Litoral Gas SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
769-821	Remisión del ENARGAS a GASNOR SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
Cuerpo 5 del Expediente			
822-874	Remisión del ENARGAS a REDENGAS SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
875-927	Remisión del ENARGAS a METROGAS SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
929	El Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS tomar vista del expediente	En el marco de la Audiencia Pública para considerar la Revisión Tarifaria integral de GASNOR, Distribuidora de Gas Cuyana y Distribuidora de Gas del Centro, solicita tomar vista del expediente	17/11/2016

930	El Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS tomar vista del expediente	En el marco de la Audiencia Pública para considerar la Revisión Tarifaria integral de Transportadora de Gas del Norte, Litoral Gas, Gasnea y Redengas, solicita tomar vista del expediente	17/11/2016
931	El Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS tomar vista del expediente	En el marco de la Audiencia Pública para considerar la Revisión Tarifaria integral de Metrogas y Gasban, solicita tomar vista del expediente	17/11/2016
932	El Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS tomar vista del expediente	En el marco de la Audiencia Pública para considerar la Revisión Tarifaria integral de Transportadora gas del Sur, Camuzzi Gas Pampeña y Camuzzi Gas del Sur, solicita tomar vista del expediente	17/11/2016
933-996	Litoral Gas envía informe al ENARGAS	Litoral Gas envía observaciones al Informe Final de Delta Finanzas. La Empresa ha solicitado el asesoramiento a profesores de la Universidad Austral. Solicita la desestimación del costo de capital calculado por Delta Finanzas, utilizando en su lugar la conclusiones emanadas del Informe preparado por los profesionales de la Universidad Austral.	22/11/2016
Cuerpo 6 del Expediente			
997-1018	Gas Natural BAN envía informe al ENARGAS	Litoral Gas envía observaciones al Informe Final de Delta Finanzas. La Empresa ha solicitado el asesoramiento a profesores de la Escuela de Negocios IAE. Solicita considerar el resultado del informe en el cálculo tarifario	23/11/2016
1019-1121	GASNOR envía informe al ENARGAS	Solicita que se desestime el cálculo realizado por Delta Finanzas. Se solicita que se tome en consideración la presentación formulada previamente por CADIGAS en octubre de 2016 (profesores de la Escuela de Negocios IAE).	30/11/2016

1122-1159	Distribuidora de gas Cuyana S.A. envía informe al ENARGAS	Solicita que se desestime el cálculo realizado por Delta Finanzas. Se solicita que se tome en consideración el informe de profesores de la Escuela de Negocios IAE.	1/12/2016
1160-1171	Se eleva informe interno de la Gerencia de Distribución y Economía al Interventor del ENARGAS	Se determina que se utilizarán el Informe realizado por DELTA. Y se sugiere la aprobación de las tasas de rentabilidad calculadas por dicha Consultora y explicadas en este informe (8,99% para las Transportadoras y 9.33% para las Distribuidoras).	28/03/2017

I. ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA

17. ANALISIS DEL ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR CAMUZZI GAS PAMPEANA SA

Se procedió a analizar la información que se encuentra disponible en el expediente 30.486 en su cuerpo N°1 cuyo asunto es “Revisión Tarifaria Integral – Demanda- Camuzzi Gas Pampeana S.A.”, creado el 4/11/2016.

En su inicio el ENARGAS, haciendo mención a lo establecido en artículo 1 la resolución MEyM 31/2016 en su artículo 1, requiere información a la Distribuidora mediante su NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL/I N°10350/16.

En su nota solicita:

- Detalle de la demanda correspondiente al año 2013.
- Proyección de la demanda del periodo 2017-2021, que deberá elaborarse considerando como año base el 2013 y de acuerdo a los criterios y esquema establecidos en el Anexo a la presente.

Para la entrega de la información se requiere que se siga un formato particular del ANEXO Metodológico cuyo archivo se encontraría disponible en la Web del SARA

También hace mención que la entrega de la documentación deberá ser dentro de los 5 días siguiendo los lineamientos mencionados en la NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL/I N°3425/16 no adjunta en expediente.

En el ANEXO Metodológico, solicita a las distribuidoras que para la presentación de la demandan deben realizar una recategorización de los usuarios en el año base según la siguiente tabla.

Segmento	Bahía Blanca y Buenos Aires (Partidos indicados)
R1	0 a 900
R21	901 a 1.000
R22	1001 a 1.200
R23	1201 a 1.400
R31	1401 a 1.600
R32	1601 a 1.800
R33	1801 a 2.200
R34	2.201 o más

La nota hace mención a la imposibilidad de alterar el formato de la información donde la Distribuidora deberá cargar los datos solicitados del año 2013 y de la proyección 2017-2021.

En su desarrollo hace expresa mención a al consumo medio resultante indicando que: “el cociente entre los volúmenes entregados por categoría/subcategoría y el respectivo número de usuarios – consumo medio resultante de aplicar lo indicado previamente deberá mantenerse constante con respeto a igual mes del año base. El criterio expuesto implica que la única variación admitida será la del incremento vegetativo del número de usuarios del período 2017-2021.”

En el mismo ANEXO Metodológico, menciona un apartado para incluir la variación de demanda asociada al plan de inversiones. Para este concepto las distribuidoras deberían enviar un documento adjunto donde se desagreguen la variación total mensual estimada de los volúmenes y del número de usuarios entre los distintos proyectos.

En relación con los usuarios a incorporar su texto expresa la condición que deberán cumplir *“debiéndose mantener la participación relativa del número de usuarios por subcategoría dentro de cada categoría y los respectivos consumos medios, ambos referidos a cada uno de los meses del año base”*, y pone énfasis en la consistencia de la información mencionando *“Es importante resaltar que las variaciones indicadas deberán coincidir exactamente con las variaciones estimadas informadas en la presentación de cada uno de los proyectos de inversión incluidos en el plan de inversiones previsto por esa Licenciataria”*

En el final de la nota hace mención a la presentación de la estimación del crecimiento de usuarios y demanda asociadas a otras causas que la Licenciataria estime pertinentes como ser los usuarios a incorporar como resultado de las redes cedidas por terceros y que no se encuentren asociadas al proyectos del plan de inversiones 2017-2021. Solicita que también que en este último concepto se desagregue la variación total mensual estimada en volumen y en número de usuarios, explicitando los criterios de cálculos aplicados.

En el expediente no hay constancia de la respuesta de la Licenciataria dentro del periodo pautado en la NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°10.350/16.

La contestación de la Licenciataria que consta en el expediente es la AR/JR/GC/er/2672 con fecha 29/11/2016 donde hace referencia a la NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°10.350/16.

En el contenido de esa nota la Licenciataria elabora una respuesta a lo solicitado pero manifiesta en forma expresa una serie de desvíos respecto a lo pautado por el ENARGAS en el conformación de las proyecciones de consumo de los usuarios.

Respecto a la media de consumo de los usuarios residenciales la Licenciataria manifiesta *“En el caso particular de los usuarios Residenciales se tomó el valor promedio de los últimos 10 años, dado que esta Distribuidora considera que de este modo se tiene en cuenta el efecto de la temperatura en el consumo de los mismos”*

En otros párrafos continua con la aclaración de los desvíos *“en la media de consumo utilizada para estimar la demanda de los usuarios residenciales en el período 2017-2021 tiene incluido un efecto elasticidad demanda-precio del 5%.”*

La Nota del ENARGAS hace mención a que deberán tomar los volúmenes entregados por categoría/subcategoría y el respectivo número de usuarios, en cuanto que la Licenciataria indica que para los Grandes Clientes “no se han incluido los volúmenes correspondientes a ventas de

Transporte Interrumpible, por considerarse ocasionales, no siendo una demanda actual y genuina de un Gran Usuario”

En cuanto a la incorporación de usuarios Residenciales y SGP incorporados por redes cedidas por terceros hace mención que su crecimiento está *“considerando con el estado de los sistemas de alimentación de cada una de las localidades abastecidas y su crecimiento histórico”* sin hacer mención del efecto que esto implica.

La proyección de demandas de los grandes Usuarios también hay apartamiento de lo estipulado en la NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°10.350/16, donde indica tomar como base el 2013, tomando otro período el cual está expresado *“se contempló un análisis cuantitativo del comportamiento de sus consumos hasta Octubre 2016. Adicionalmente se recabó información de cada Sector industrial sobre sus posibles cambios de consumo. En tal sentido, se tuvo en cuenta la situación macroeconómica del país, posibles ampliaciones, reducciones, mejoras y nuevas incorporaciones de este tipo de usuarios. En consecuencia, se observan marcadas diferencias con la Demanda Base proyectada”*

La licenciataria adjunta un estudio de demanda realizado para todas las Distribuidoras por la Empresa Quantum en el cual hace una introducción teórica y aplica una serie de supuestos de la evolución de las variables económicas que este estudio considera relevantes.

Incorpora conceptos como la elasticidad ante variaciones de los precios relativos con otros combustibles, y el concepto de tarifa real.

En el expediente se adjunta una tabla de salida de los resultados del software empleado aplicable a la Distribuidora y luego desde el folio 27 a 271 está el listado desglosado en los distintos tipos de categorías de clientes y por departamento. De la lectura de estas tablas no se puede aseverar que se encuentra completa dado que desde el folio 34 al 271 no hay posibilidad de verificar cuál es el concepto que representa cada columna, además de tener una dificultosa referencia de las filas. (Nota: Se requerirá información adicional para la constatación de estos datos).

Posteriormente en el expediente se encuentra un documento representativo el cual fue generado por el ENARGAS a través de un consultor externo con fecha del 06/03/2017.

El trabajo encara un análisis no determinístico, lo deja expresado en frases como *“La especificación propuesta es flexible y la misma permite identificar y contabilizar la contribución de las tarifas de y la electricidad, así como la actividad económica sobre la demanda de gas natural propuesta de trabajo consiste en la identificación de evidencia empírica que respalde la existencia de componentes no lineales en la determinación de la demanda de gas natural para Argentina”*.

En dicho informe también vuelve a tomar el concepto de coeficientes de elasticidad de la demanda de corto y largo plazo. *“El presente estudio tiene como propósito elaborar un modelo autorregresivo con transición suave (STAR) para caracterizar la relación entre la demanda de gas natural, el precio del gas natural, el precio de la electricidad y el nivel de actividad económica. El modelo STAR es considerado como uno de los procedimientos econométricos de cambio de régimen más importantes porque permite introducir de manera secuencial no linealidades en la relación entre las variables relevantes mediante el uso de la función de transición.”*

El autor manifiesta su no conformidad por las especificaciones tomadas por las Licenciatarias para estimar las demandas del quinquenio, argumenta que la omisión de los factores

macroeconómicos y el haber adoptado una especificación lineal generaron una sub-estimación de la demanda indicando que puede haber movimientos nominales de la tarifa de gas, pero que los mismos no superarán a la inflación del período, motivo por el cual a su criterio tienen un efecto neutral sobre la demanda de gas en el mediano plazo.

Adjunta un cuadro con la estimación de demanda y de usuarios desglosada según las categorías solicitadas por el ENARGAS de la cual se pueden mencionar las siguientes observaciones:

- Si se analiza el consumo promedio proyectado de los clientes para los años 2017 al 2021 vemos que los mismos no se encuadran dentro de la categoría de usuarios a los cuales pertenece.
- Al mismo tiempo se observa que no se tuvo en cuenta lo definido por el ENARGAS en cuanto a que se debería tomar el mismo consumo promedio por usuario en todo el quinquenio.

SEGMENTO	Consumo Promedio					Según ENARGAS
	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	
R1	386	361	353	351	354	Menos de 900
R2-1	813	767	753	750	756	de 901 a1000
R2-2	975	922	905	901	908	de 1001 a1200
R2-3	1.120	1.060	1.041	1.037	1.045	de1201 a1400
R3-1	1.310	1.242	1.220	1.216	1.226	de 1401 a1600
R3-2	1.521	1.443	1.418	1.413	1.425	de 1601 a1800
R3-3	1.796	1.705	1.676	1.670	1.683	de 1801 a2200
R3-4	2.814	2.673	2.628	2.619	2.638	de 2201 o más
TS-R1	393	367	359	358	361	
TS-R2-1	816	771	756	753	759	
TS-R2-2	983	930	913	909	916	
TS-R2-3	1.128	1.068	1.049	1.045	1.053	
TS-R3-1	1.328	1.260	1.238	1.234	1.244	
TS-R3-2	1.533	1.455	1.430	1.425	1.437	
TS-R3-3	1.800	1.708	1.679	1.673	1.686	
TS-R3-4	2.810	2.669	2.624	2.615	2.634	

Si tomamos la previsión de demanda realizada por el ENARGAS para el segmento Residencial se obtiene el siguiente cuadro:

Cliente	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Residencial	N° de usuarios	1.281.438	1.306.737	1.332.735	1.360.529	1.385.921
	Volumen [m³]	1.851.146.016	1.788.526.649	1.790.993.770	1.820.929.933	1.867.975.394

Tomando la información que se encuentra disponible en las páginas del ENARGAS tenemos que la demanda real para el consumo residencial para el período 2017 al 2019 es el siguiente:

Cliente	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
Residencial	Volumen [m ³]	1.672.085.000	1.612.290.000	1.560.663.000

Lo que representa un desvío en términos porcentuales del consumo residencial de:

	2017/18	2018/19	2019/20
Variación	-9,67%	-9,85%	-12,86%

J. ANALISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI

18. ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL

18.1. SÍNTESIS DE LOS ANTECEDENTES

La Ley 24.076 (en adelante, “LG”) regula el Transporte y la Distribución de Gas que constituyen un servicio público nacional. En lo que concierne a regulación tarifaria, estableció el método de tarifa máxima, también denominado Price Cap, de manera que se fijan las tarifas máximas (art. 40 LG) y un esquema de ajustes tarifarios para Distribuidoras y Transportistas (arts. 38, 41, 42, 46 y 47 de la Ley 24.076, y su Reglamentación por Decreto Nro. 1738/92, Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución y de Transporte, respectivamente, Capítulo XIII de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución y de Transporte).

El art. 37 de la Ley 24.076 establece que la tarifa se encuentra compuesta por tres elementos, a saber: el precio de gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), más la Tarifa de Transporte (T), más la Tarifa de Distribución (D).

Asimismo, en los artículos 38 y 39 de la LG se enumeran los principios a los que, primordialmente, deben ceñirse las tarifas de los servicios prestados por transportistas y distribuidores.

Conforme lo dispuesto en la reglamentación del art. 41 de la LG, el Decreto 1738/92 “(1) Las tarifas de Transporte y Distribución se calcularán en Dólares. El cuadro Tarifario resultante será expresado en pesos convertibles según la Ley 23.928, teniendo en cuenta para su reconversión a pesos la paridad establecida en el Art. 3ro del Decreto Nro. 2128/91”

En el año 2002, la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (B.O. 06/01/2002) dispuso en su Artículo 8° que, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedaban sin efecto 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 otro mecanismo indexatorio.

El citado texto legal autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en su Artículo 8°, a la vez que dispuso que en el caso de los contratos que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, debían tomarse en consideración los siguientes criterios:

1. El impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos;
2. La calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente;
3. El interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios;
4. La seguridad de los sistemas comprendidos; y finalmente

5. La rentabilidad de las empresas.

Es así que el proceso de renegociación de los Contratos de Concesión y Licencia de los Servicios Públicos ha sido reglamentado e implementado, en una primera etapa institucional, a través de los Decretos N° 293 de fecha 12 de febrero de 2002 y 370 de fecha 22 de febrero de 2002, y en una segunda etapa, por el Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003 y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003.

Por medio del Decreto N° 311, se estableció que el proceso de renegociación se llevase a cabo a través de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) presidida por los ex Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Así es que la UNIREN inició el proceso de renegociación encomendado, formulando las propuestas de entendimiento para la adecuación de los contratos y sometiénolas a los correspondientes procedimientos de consulta pública.

Celebradas las Audiencias Públicas, se continuó avanzando con las negociaciones y se procedió a la suscripción de las Actas Acuerdo, en el marco de lo dispuesto por la Ley 25.561, con la salvedad de los casos de METROGAS S.A., TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. y TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A., empresas estas que firmaron Acuerdos Transitorios, con la perspectiva de alcanzar ulteriormente un acuerdo integral y definitivo.

Con posterioridad, mediante el Decreto Nro. 367 de fecha 16/02/2016, se derogó el Decreto Nro. 311/2003, y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, y demás normas concordantes y complementarias.

Además, a los efectos de concluir los procesos de renegociación de los contratos de Obras y Servicios Públicos dispuestos por el Artículo 9° de la Ley N° 25.561, se instruyó a los Ministerios a cuyas órbitas correspondan los respectivos contratos sujetos a renegociación, conforme a las competencias que surgen de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, a proseguir los procedimientos que se encontrasen en trámite de sustanciación en el ámbito de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN).

Con la emisión de la Resolución MINEM Nro. 31/16 del 29/03/2016 se instruyó al ENARGAS, (en la parte pertinente al objeto de esta reseña) *“a que lleve adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias; el que deberá concluirse en un plazo no mayor a UN (1) año desde la fecha de la presente medida. Para el caso de las Licenciatarias que a la fecha de la presente no hubieran suscripto las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral correspondientes, el plazo será establecido en dicho instrumento, sin perjuicio de lo cual el ENARGAS estará facultado a partir de la presente resolución, para requerir a esas*

empresas la información necesaria para avanzar en forma preliminar en el proceso de Revisión Tarifaria Integral. En todos los casos, en el proceso de realización de la Revisión Tarifaria Integral que surja de los acuerdos integrales de renegociación contractual, deberá instrumentarse el mecanismo de audiencia pública que posibilite la participación ciudadana, en los términos de lo establecido en el Artículo 5° del Decreto N° 367 de fecha 16 de febrero de 2016.”

A modo de síntesis, se listan ut infra los Acuerdos suscriptos y sus pertinentes decretos ratificatorios:

LICENCIATARIA	TIPO DE ACUERDO	FECHA DEL ACUERDO	DECRETO RATIFICATORIO	FECHA DE PUBLICACION EN B.O.
GAS BAN S.A.	ACTA	20/1/06	385/06	10/4/06
	ADDENDA	20/1/06	385/06	10/4/06
GASNOR S.A.	ACTA	6/5/08	246/09	1/4/09
	TRANSITORIO	6/10/08	1919/09	10/12/09
LITORAL GAS S.A.	ACTA	6/5/06	2016/08	2/12/08
	TRANSITORIO	8/10/06	1915/09	9/12/09
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	TRANSITORIO	8/10/08	236/09	1/4/09
	ACTA	1/9/09	539/10	23/4/10
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.	TRANSITORIO	8/10/08	235/09	8/4/08
	ACTA	1/9/09	483/10	15/4/10
CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	TRANSITORIO	23/10/08	2149/09	31/12/09
	ACTA	23/10/08	923/10	30/6/10
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	TRANSITORIO	23/10/08	1904/09	9/12/09
	ACTA	23/10/08	1989/09	16/12/09
GASNEA S.A.	ACTA	21/7/09	812/10	11/6/10
METROGAS S.A.	TRANSITORIO	1/10/08	234/09	14/4/09
	TRANSITORIO	26/3/14	445/14	7/4/14
	TRANSITORIO	24/2/16	367/16*	17/2/16
	ACTA	30/3/17	252/18	28/3/18
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.	TRANSITORIO	8/10/08	1918/09	9/12/09
	TRANSITORIO	24/2/16	367/16*	17/2/16
	ACTA	30/3/17	250/18	28/3/18
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.	TRANSITORIO	23/10/08	458/10	5/4/10
	TRANSITORIO	24/12/26	367/16*	17/2/16
	ACTA	30/3/17	251/18	28/3/18

*Decreto que facultó a los respectivos Ministerios a suscribir acuerdos parciales de renegociación contractual y adecuaciones transitorias a cuenta de la RTI.

18.2. ACTAS ACUERDO

En lo que concierne a las Actas Acuerdo en cuestión, en su Cláusula Décimo Primera, se preveía la realización de una Revisión Tarifaria Integral a fin de fijar “un nuevo régimen de

tarifas máximas por el término de CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I, Título IX “Tarifas” de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas”.

En este sentido, en la Cláusula Décimo Segunda de las Actas Acuerdo se enunciaban las Pautas que debían contemplarse en la Revisión Tarifaria Integral. *Brevitatis Causae*, y en aras a facilitar la exposición de los antecedentes, se esgrimen, seguidamente, los lineamientos generales en común que se fijaron, para la RTI, en las diferentes Actas de los acuerdos de renegociación integral que suscribieron las Licenciatarias GAS NATURAL BAN S.A., LITORAL S.A., GASNOR S.A., GASNEA S.A., DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A., DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A., CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. y CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

A la luz de esta Cláusula Décimo Segunda de las Actas Acuerdo, la RTI debía observar las siguientes mandas:

12.1 Introducirá mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la Tarifas de Transporte y Distribución, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación del servicio.

12.2 Se procederá a diseñar e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de la LICENCIATARIA.

12.3 En el Régimen de Calidad de Servicio y Penalidades el ENARGAS: a) procederá a diseñar un sistema de control de calidad de servicio que se asiente en la utilización de relaciones sistemáticas entre las bases de datos técnicas, comercial, de costos y de mediciones de calidad a fines de impulsar sistemas de control y de señales eficientes; y b) evaluará la conveniencia de establecer áreas de calidad diferenciadas.

12.4 Actividades no reguladas: Sin perjuicio de las disposiciones que el OTORGANTE pudiera aplicar en el futuro al respecto al objeto de la LICENCIA, el ENARGAS realizará un análisis del impacto de las actividades no reguladas desarrolladas por la LICENCIATARIA en el mercado, las ventajas, desventajas y riesgos que la realización de dichas actividades tiene para el desarrollo del servicio público licenciado y la incidencia que las mismas pudieran tener en las tarifas del servicio público.

12.5 Costos del servicio: El ENARGAS elaborará un análisis basado en los costos razonables y eficientes de la prestación del SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL efectuado por regiones como elemento de juicio para la determinación de la TARIFA DE DISTRIBUCION de la LICENCIATARIA. Este análisis podrá incluir la elaboración y mantenimiento de un registro de costos unitarios de materiales, servicios y mano de obra relativos a la prestación del servicio.

12.6 Auditoría Técnica y Económica de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO: En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría establecida en la Cláusula Decimo sexta del presente instrumento.

12.7 Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente

instrumento, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores, que surgirán de una propuesta efectuada por la LICENCIATARIA y aprobada por el ENARGAS. La selección final del Consultor surgirá de la evaluación técnica y económica de las ofertas presentadas que efectúe el ENARGAS no siendo recurrible dicha elección por parte de la LICENCIATARIA.

Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable.

La Tasa de Rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley Nro. 24.076. A tal fin, ésta deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. En la determinación de la remuneración del capital propio, el ENARGAS fijará un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio. A su vez, para determinar el costo del capital de terceros, el ENTE deberá reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos.

12.8 Conexión de gas de frentistas de redes sin servicio: el ENARGAS acordará con el Licenciatario el procedimiento con el que se reembolsarán los costos de conexión e instalaciones internas que financie el LICENCIATARIO en virtud de estos acuerdos.

12.9 EL cuadro tarifario resultante respetará la vigencia del mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de la LICENCIATARIA, de los costos de toda la cadena de producción y transporte de gas, según lo estipulado en el Capítulo I, Título IX "Tarifas" de la Ley Nro. 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias (excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o sustituya) que, para todos los casos, estuvieren pendientes de resolución.

12.10 Se efectuará un análisis de costos para determinar los valores de las tasas y cargos por servicios de la actividad regulada de la LICENCIATARIA.

12.11 El ENTE requerirá la presentación por parte de la LICENCIATARIA de un plan de inversiones que sustente la elaboración del Factor de Inversión contemplado en el Punto 9.4.1.3. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (Decreto 2255/92).

12.12 Asimismo, en el proceso de REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL se incorporarán expresamente los siguientes conceptos:

- a) El MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS dispuesto en la Cláusula Cuarta, apartados 4.2. a 4.6. de la presente ACTA ACUERDO devengado desde (...) y hasta (...), sin perjuicio de lo establecido en la Cláusula Cuarta, apartado 4.4., párrafo cuarto.
- b) El ajuste que pudiera surgir por aplicación de la Cláusula Cuarta, apartado 4.1 segundo párrafo de la presente ACTA ACUERDO, y
- c) El tratamiento de las diferencias diarias acumuladas por variación de precio de gas comprado hasta la fecha de finalización del proceso de REVISION TARIFARIA INTEGRAL.”

En el caso de la Licenciataria METROGAS S.A., y las dos Transportistas, finalmente habiéndose ratificado sus respectivas Actas Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia se estipularon también las PAUTAS a observarse en el proceso de la RTI. Se exponen a continuación los criterios comunes que debían contemplarse en las revisiones tarifarias de estas Licenciataria:

- 1.1. Introducirá mecanismos de adecuación semestral de la Tarifa de Distribución de Gas Natural de la Licenciataria, a efectos de mantener la sustentabilidad económico financiera de la prestación y la calidad del servicio.
- 1.2. Se procederá a diseñar e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo las mejoras en la prestación y la calidad del servicio.
- 1.3. En el régimen de Calidad de Servicio y Penalidades el ENARGAS: a) procederá a diseñar un sistema de control de calidad de servicio que se asiente en la utilización de relaciones sistemáticas entre las bases de datos técnicas, comercial, de costos y de mediciones de calidad a fines de impulsar sistemas de control y de señales eficientes; y b) evaluará la conveniencia de establecer áreas de calidad diferenciadas.
- 1.4. Actividades no reguladas: el ENARGAS podrá realizar un análisis del impacto de las actividades no reguladas desarrolladas por la LICENCIATARIA, las ventajas, desventajas y riesgos que la realización de dichas actividades tiene para el desarrollo del servicio público licenciado.
- 1.5. Costos del servicio: El ENARGAS elaborará un análisis basado en los costos razonables y eficientes de la prestación del SERVICIO PUBLICO (...) DE GAS NATURAL. (...). Este análisis podrá incluir la elaboración y mantenimiento de un registro de costos unitarios de materiales, servicios y mano de obra relativos a la prestación del servicio.

1.6. Realización de la Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público: En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría establecida en la Cláusula Decimo sexta del presente instrumento.

1.7. Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente instrumento, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores propuestos por la LICENCIATARIA, no siendo recurrible dicha elección por parte del mismo.

Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable.

La Tasa de Rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley Nro. 24.076. A tal fin, ésta deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. En la determinación de la remuneración del capital propio, el ENARGAS fijará un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio. A su vez, para determinar el costo del capital de terceros, el ENARGAS deberá reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos.

1.8. El cuadro tarifario resultante respetará la vigencia del mecanismo tarifario estipulado en el Capítulo I, Título IX "Tarifas" de la Ley Nro. 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias (excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o sustituya) que estuvieren pendientes de resolución.

- 1.9. El ENARGAS realizará un análisis de costos para determinar los valores de las tasas y cargos por servicios de la actividad regulada de la LICENCIATARIA. Dicho análisis deberá ser efectuado basado en costos razonables y eficientes de estos servicios, debiendo tener en cuenta la zona geográfica cubierta por cada Licenciataria.*
- 2. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 1.7. que antecede, en el análisis de costos para la determinación de las tarifas deberán considerarse los costos asociados al servicio público a prestarse durante el período de vigencia de dichas tarifas, con exclusión de costos u otros conceptos de causa anterior.”*

En el marco del proceso de revisión Tarifaria Integral, y en cuanto a los actos emitidos por el ENARGAS, acogiendo los criterios ut supra mencionados se destacan como relevantes los siguientes:

En lo atinente al Costo de Capital a tener cuenta en la Revisión Integral, se dispuso en las Actas Acuerdo que la Tasa de Rentabilidad se determinaría conforme lo establecen los Artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076 y que para tal fin se debía ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. Para ello, el ENARGAS contrató a la firma Delta Finanzas S.A. a fin de realizar los estudios pertinentes en esta materia. Las conclusiones emitidas por la consultora mencionada fueron tenidas en cuenta por el ENARGAS para el cálculo tarifario.

En lo referido a la Base Tarifaria, las Actas Acuerdo celebradas entre las Licenciatarias y el Poder Ejecutivo Nacional establecen, en relación con la determinación de la Base de Capital de la Licenciatarias, en su Cláusula Décimo Segunda que todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes.

Las Actas Acuerdo establecieron, además, que debía determinarse el valor actual de los bienes resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de los mismos (valor técnico de reposición).

Para dar cumplimiento a dicho precepto, se contrataron Consultoras quienes debían determinar el valor de la Base de Capital de las Licenciatarias a ser remunerada por las nuevas tarifas que surgirán como resultado de la Revisión Tarifaria Integral, todo lo cual fue tomado en consideración en el proceso de revisión tarifaria.

Luego de lanzar las convocatorias y de celebrar las correspondientes Audiencias Públicas (Nros 84 a 87 de diciembre del 2016), en observancia a las previsiones de la Resolución ENARGAS Nro I 4089/16, es que el ENARGAS aprobó los Cuadros Tarifarios resultantes de la Revisión Tarifario Integral, y los Planes de Inversiones obligatorias de las Licenciatarias, mediante las RESOLUCIONES ENRG N ° I-4353 a 4364/2017 y sus rectificatorias.

En dichas resoluciones se incluyó una Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa (Anexo V). Al respecto, cabe destacar que en orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional (Otogante de las Licencias), y tal como fuera propuesto y analizado dentro de los objetivos de las Audiencias Públicas celebradas con motivo de la RTI (diciembre de 2016), se resolvió utilizar como mecanismo no automático de adecuación

semestral de la tarifa la aplicación de la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), tal como consta en la Metodología de Ajuste Semestral obrante como Anexo V de las RESOLUCIONES ENRG N ° I-4353 a 4364/2017 y sus rectificatorias.

Asimismo, mediante Resolución ENRG N° I-4313 del 06/03/2017 (y su rectificatoria, la Resolución ENRG 4325/17) se establecieron Adecuaciones regulatorias que implican modificaciones en el Reglamento del Servicio de Distribución (RSD) ello así, con arreglo a las disposiciones del punto 18.2 de las Reglas Básicas de las Licencias, y el punto 3 d) de los Reglamentos de Servicio. Se trató esencialmente de una modificación de los cargos y montos correspondientes a Tasas y Cargos.

Buenos Aires, 15 de julio de 2020

Lic. Federico Bernal
Interventor
ENARGAS
S. / D.

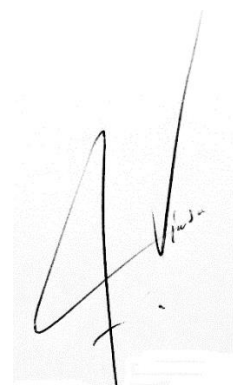
**Ref.: Auditoria y Revisión Técnica y Económica de la RTI
CONVE-2020-38100290-APN-DIRECTORIO#ENARGAS**

De nuestra mayor consideración,

Tenemos el agrado de dirigirnos a Ud. con el objeto de poner a disposición del ENTE el informe de avance N°2, en formato electrónico.

Quedamos a vuestra disposición por cualquier comentario al respecto.

Sin otro particular la saludo muy atentamente.



Ing. Edgardo Vinson
Director Departamento de Energía
Facultad de Ingeniería UBA



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2020 - Año del General Manuel Belgrano

Hoja Adicional de Firmas
Informe gráfico

Número:

Referencia: UNIVERSIDAD NACIONAL DE BUENOS AIRES - FACULTAD DE INGENIERIA

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 1 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.07.16 09:08:20 -03:00

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL
ELECTRONICA - GDE
Date: 2020.07.16 09:08:25 -03:00



AUDITORIA Y REVISION TECNICA, JURIDICA Y ECONOMICA DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

Preparado para



INFORME DE AVANCE N° 2

30/06/2020

INDICE

A.	RESUMEN EJECUTIVO	8
1.	RESUMEN EJECUTIVO	8
1.1.	ANÁLISIS DEL COSTO DE CAPITAL	8
1.2.	ANÁLISIS DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	8
1.3	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA	9
1.3.1	INTRODUCCIÓN	9
1.3.2	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONÓMICO - FINANCIERO	10
1.3.3	ANÁLISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FÍSICO	14
1.4	ANÁLISIS DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL CÁLCULO TARIFARIO	15
1. 5	ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA	18
1. 6	ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	18
1.7	ANÁLISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI	19
B.	ANTECEDENTES	20
2.	OBJETO	20
3.	ALCANCE	20
C.	PLAN DE TRABAJO	22
4.	CRONOGRAMA ACTUALIZADO	22
5.	AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO	23
D.	ANÁLISIS DEL COSTO DE CAPITAL	24
6.	ANTECEDENTES	24
7.	ÍNDICE DE LAS ACTUACIONES RELACIONADAS CON LA DETERMINACIÓN DEL CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL EN EL EXPEDIENTE N° 30.194	25
8.	ANÁLISIS PRELIMINAR DE LOS CÁLCULOS REALIZADOS POR LA CONSULTORA DELTA FINANZAS S.A, RG CONSULTORES Y LA ESCUELA DE NEGOCIOS IAE	27
9.	ANÁLISIS DEL INFORME DE DELTA FINANZAS S.A	27
9.1.	ESTRUCTURA DEL INFORME	27
9.2.	CAPÍTULO 1: METODOLOGÍA DEL COSTO DE CAPITAL A EMPLEAR	28
9.3.	CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROPIO	29

9.4.	CAPÍTULO 3: RENDIMIENTO LIBRE DE RIESGO	29
9.5.	CAPÍTULO 4: PRIMA DE RIESGO PAÍS	30
9.6.	CAPÍTULO 5: PRIMA DE RIESGO DE MERCADO	30
9.7.	CAPÍTULO 6: NIVEL DE APALANCAMIENTO	31
9.8.	CAPÍTULO 7: COEFICIENTE BETA (B)	31
9.9.	CAPÍTULO 8: COSTO DEL ENDEUDAMIENTO FINANCIERO (KD)	33
9.10.	CAPÍTULO 9: CONVERSIÓN DEL WACC NOMINAL EN DÓLARES A WACC REAL EN PESOS	34
9.11.	CUADRO RESUMEN	34
10.	ANÁLISIS DE LOS CÁLCULOS ALTERNATIVOS	35
10.1.	ESTRUCTURA DEL INFORME DE RG CONSULTORES	35
10.1.1.	TASA LIBRE DE RIESGO.	36
10.1.2.	PRIMA DE RIESGO-PAÍS.	36
10.1.3.	PRIMA DE RIESGO DE MERCADO.	36
10.1.4.	COEFICIENTE BETA.	37
10.1.5.	COSTO DEL ENDEUDAMIENTO FINANCIERO.	37
10.1.6.	ESTRUCTURA DE CAPITAL.	38
10.1.7.	TASA ESPERADA DE INFLACIÓN US.	38
10.1.8.	SÍNTESIS DE LA PROPUESTA.	38
10.2.	ESTRUCTURA DEL INFORME DEL IAE – UNIVERSIDAD AUSTRAL	39
10.2.1.	RESUMEN DE LA OPINIÓN DEL IAE SOBRE INFORME DE DELTA FINANZAS	39
10.2.2.	PROPUESTA DEL IAE PARA EL CÁLCULO DEL WACC	41
10.2.2.1.	LA ESTRUCTURA DE CAPITAL	41
10.2.2.2.	COSTO DE LA DEUDA	42
10.2.2.3.	LA TASA LIBRE DE RIESGO	42
10.2.2.4.	LA PRIMA POR RIESGO DE MERCADO	42
10.2.2.5.	EL PARÁMETRO BETA Y EL AJUSTE POR DIFERENCIAS EN LA REGULACIÓN	42
10.2.2.6.	LA PRIMA DE RIESGO PAÍS.	43
10.2.2.7.	CONVERSIÓN DE UNA TASA NOMINAL EN DÓLARES A UNA TASA REAL EN PESOS	43
10.2.2.8.	SÍNTESIS DE LA PROPUESTA.	44

11.	COMPARACION	45
12.	CONCLUSIONES	48
13.	DETALLES DE LAS ACTUACIONES DEL EXPEDIENTE-N°30.194: COSTO DEL CAPITAL	49
E.	ANALISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI	55
14.	ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL	55
14.1.	SÍNTESIS DE LOS ANTECEDENTES	55
14.2.	ACTAS ACUERDO	57
14.3.	CONTEXTO DE LA LEY DE EMERGENCIA PUBLICA	63
14.4.	ALTERNATIVAS DE AJUSTES TARIFARIO	64
F.	ANALISIS DE COMPLETITUD DE LA INFORMACION	66
15.	LISTADO DE DOCUMENTACIÓN RECIBIDA	66
16.	COMPLETITUD DE LA INFORMACION	68
G.	REVISION DE LOS PLANES DE INVERSION OBLIGATORIOS	69
17.	PLAN DE INVERSIONES DE CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	69
18.	NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL	70
18.1.	NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS	70
18.2.	NOTAS REMITIDAS POR CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	70
19.	REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA	71
20.	PROGRAMACIÓN PROPUESTA POR CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	73
21.	PLAN DE INVERSIONES AJUSTADO A OCTUBRE DE 2016	75
21.1.	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	75
21.1.1.	ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS	75
21.1.2.	MAQUINARIAS, HERRAMIENTAS MAYORES E INSTRUMENTOS	76
21.2.	ADQUISICIÓN DE MEDIDORES	76
21.3.	ADQUISICIÓN DE MUEBLES PARA OFICINAS, DEPÓSITOS Y TALLERES	76
21.4.	OBRAS EDILICIAS EN OFICINAS, DEPÓSITOS Y TALLERES	76
21.5.	INFORMÁTICA	77
21.6.	REFUERZO GASODUCTO, RAMALES Y REDES	77

21.7. SEGURIDAD	79
21.8. CONFIABILIDAD	80
22. CONSIDERACIONES PARTICULARES A LA PRESENTACIÓN DE CGP	82
23. ESCALONAMIENTO DE LAS INVERSIONES	83
24. OBRAS INCORPORADAS AL PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIO	84
25. COMPARACIÓN DE MONTOS COMPROMETIDOS DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS	85
26. RESOLUCIÓN I-4358	85
26.1. DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA	85
26.2. MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	87
26.3. METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	87
27. DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS	89
27.1. PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS	89
27.2. PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS	92
28. PLAN DE INVERSIONES DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.	93
29. NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL	94
29.1. NOTA REMITIDA POR ENARGAS	94
29.2. NOTAS REMITIDAS POR TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A.	94
30. REQUISITOS QUE SURGEN DE LA NOTA REMITIDA POR ENARGAS RELATIVA A LA RTI PROGRAMADA	95
31. PROGRAMACIÓN PROPUESTA POR TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A.	96
31.1. RECOBERTURA	96
31.2. INSTALACIÓN DE TRAMPAS DE SCRAPER EN LOMA DE LA LATA	97
31.3. INSTALACIÓN DE TRAMPAS DE SCRAPER EN EL GASODUCTO 12" ENTRE LOMA DE LA LATA Y RÍO NEUQUÉN	97
31.4. OTRAS INVERSIONES	98
32. CONSIDERACIONES DEL ANALISIS	98
33. COMPARACIÓN DEL MONTO COMPROMETIDO DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS	98
34. RESOLUCIÓN I-4362	100

34.1.	DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA	100
34.2.	ALCANCE DE LAS EROGACIONES COMPROMETIDAS	101
34.3.	METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS	101
35.	OBRAS APROBADAS POR ENARGAS	103
H.	BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO	108
36.	ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA CAMUZZI GAS PAMPEANA SA	108
36.1.	ANTECEDENTES	108
36.2.	DOCUMENTACION ANALIZADA	109
36.3.	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA	110
36.4.	ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES	118
37.	ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO FINANCIERO DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA	125
37.1.	ANTECEDENTES	125
37.2.	DOCUMENTACION ANALIZADA	126
37.3.	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA	127
37.4.	ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES	137
37.5.	ANEXO I – DETALLE DE LAS ACTUACIONES DEL EXPEDIENTE	142
I.	BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO	147
38.	ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE CAMUZZI GAS PAMPEANA SA	147
38.1.	ANTECEDENTES	147
38.2.	ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN	147
38.3.	CONCLUSIONES	151
39.	ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA	152
39.1.	ANTECEDENTES	152
39.2.	ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN	153
39.3.	CONCLUSIONES	154
J.	FLUJO DE FONDOS PARA CÁLCULO TARIFARIO	155
40.	ANTECEDENTES	155

41.	ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACION RECIBIDA	156
41.1.	CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	156
41.2.	CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.	158
42.	MODELO DE CALCULO TARIFARIO DESARROLLADO EN CUBEPLAN. ANALISIS DE LA INFORMACION INGRESADA A LA PLATAFORMA	159
42.1.	MODELO DE CALCULO TARIARIO DE DISTRIBUCION - CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	160
42.2.	MODELO DE CALCULO TARIFARIO DE TRANSPORTE – TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.	163
K.	ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA	166
43.	ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR CAMUZZI GAS PAMPEANA SA	166
43.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	166
43.2.	CONCLUSIONES	170
44.	ANALISIS DEL ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA	170
L.	ANÁLISIS DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	171
45.	ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR CAMUZZI GAS PAMPEANA SA	171
45.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	171
45.1.	CONCLUSIONES	177
46.	ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA	178
46.1.	ANALISIS DEL EXPEDIENTE	178
46.2.	CONCLUSIONES	183

A. RESUMEN EJECUTIVO

1. RESUMEN EJECUTIVO

En este segundo informe de avance, y siguiendo con lo previsto en el plan de trabajos, se ha concentrado la atención en la revisión de los expedientes correspondientes a las licenciatarias Camuzzi Gas Pampeana SA y Transportadora Gas del Sur SA, continuando a su vez con el análisis de la determinación del Costo de Capital y del marco de desarrollo regulatorio de la RTI.

A continuación, se resumen los avances obtenidos para este informe:

1.1. ANÁLISIS DEL COSTO DE CAPITAL

Se realizó un análisis del expediente Expediente N° 30.194/2016, correspondiente a Costo de Capital, analizando la completitud de la información contenida y realizando una síntesis del expediente, describiendo de forma general como se desarrolló el proceso de establecimiento del Costo de Capital.

Dicho proceso culmina en el informe interno elevado por la Gerencia de Desempeño y Economía al Interventor del Enargas, donde se determina que se utilizará el Informe realizado por la consultora Delta Finanzas, y se sugiere la aprobación de las tasas de rentabilidad calculadas por dicha consultora (8,99% para las Transportadoras y 9.33% para las Distribuidoras).

Este segundo informe incorpora el análisis del trabajo realizado por la consultora Delta Finanzas y su comparación con los realizados por la escuela de negocios IAE y RG Consultores.

El informe concluye que el valor del costo del capital estimado por Delta Finanzas S.A se ha calculado de manera adecuada, arribando a una tasa de descuento que surge de la correcta aplicación de la metodología sugerida por la literatura y en base a la información disponible al momento de la realización del mencionado cálculo.

1.2. ANÁLISIS DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

a. Camuzzi Gas Pampeana

Se han verificado numerosos incumplimientos respecto a lo solicitado por Enargas en cuanto al contenido y detalle que debía contener la presentación del plan de inversiones de la distribuidora para consideración de la autoridad regulatoria. Entre estos incumplimientos es necesario mencionar que los aspectos técnicos de la presentación, las justificaciones y verificaciones presentadas para avalar la necesidad de las obras se considera que carecen del respaldo adecuado, así como en muchos casos carecen de detalle los costos unitarios para verificar la razonabilidad de las inversiones.

Por otro lado se ha podido verificar, en aquellos casos donde se expresaban valores desglosados, que los montos presupuestados y aprobados en el plan de inversiones

obligatorias resultaron mayores que los montos realmente erogados en las obras correspondientes a gasoductos ramales y redes.

De la comparación efectuada se observa que en todos los casos existió un excedente de presupuesto, como motivo de una sobrevalorización de las obras, que podrían impactar en la tarifa final.

Las diferencias observadas van desde un 25% a un 116 %, observándose las mayores diferencias en obras de redes y ramales, con un promedio ponderado del 58% de excedente en este total, el cual solo es una porción de las obras del plan de inversiones.

Si bien, según la resolución que aprueba los cuadros tarifarios, los excedentes deben aplicarse a otras obras hasta cubrir los montos comprometidos, la sobrevalorización de las obras que componen el plan original podría resultar en un incremento de la tarifa originalmente diseñada para satisfacer dicho plan.

b. Transportadora de Gas del Sur

En el caso de la Transportadora de Gas del Sur, se ha podido observar que su primera presentación del plan de inversiones no cumplía con los requerimientos del ente regulador, en cuanto a la información requerida para un análisis técnico y económico de las obras propuestas. Posteriormente, y a solicitud de Enargas, aporta detalles técnicos y soporte de los costos considerados, que permitieron al ente regulador efectuar la correcta evaluación de las obras consideradas en el plan propuesto.

Por otro lado, es necesario mencionar que se han comparado valores comprometidos con valores erogados, a nivel global, y no se han comprobado sobrevalorizaciones de las obras como se he detectado en el caso de la Distribuidora.

Es necesario mencionar que el listado del Plan de Inversiones anexo a la resolución que aprueba los cuadros tarifarios de la transportadora carece de sus montos en pesos, a diferencia de lo que ocurre con la Distribuidora que no solo incluye el listado de obras, sino que también el monto comprometido en cada una de estas.

1.3 ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA

1.3.1 INTRODUCCIÓN

En términos generales existen dos grandes enfoques en materia de valuación de activos regulados, que pueden ser útiles a fin de clasificar las diversas metodologías específicas aplicables: uno que trata la BT como un activo financiero y otro que la concibe como un activo físico.

Como activo financiero, la metodología específica más tradicional es la valuación a **Costo Histórico**. La utilización de esta metodología implica determinar el valor del activo regulado según el costo a que el mismo se registró contablemente en el momento del inicio de operaciones. A dicho valor se le adicionan las inversiones realizadas a posteriori (entre revisiones tarifarias), descontando el monto de depreciaciones correspondientes. Finalmente, con el objetivo de mantener el valor real de los activos, la base es actualizada en el momento de la revisión según la evolución del índice de precios.

El sistema de valuación basado en costos históricos ha sido el comúnmente utilizado por las agencias regulatorias en Estados Unidos en el momento de las revisiones tarifarias ("Rate Cases"). La preeminencia de dicho esquema en la práctica norteamericana ha llevado a asociar este método con el mecanismo de regulación por Tasa de Retorno.

La concepción de la BT como un conjunto de activos físicos implica que el objetivo regulatorio es mantener la capacidad de producción de dichos activos. Este enfoque resulta consistente con distintas metodologías de valuación asociadas al costo de reposición o reemplazo de dichos activos. En general, las diversas metodologías requieren determinar el costo actual (a precios de mercado) de reemplazar un activo por otro que pueda brindar el mismo servicio y capacidad.

Este enfoque busca aproximar las tarifas a los costos marginales de largo plazo que se verificarían en un mercado competitivo, en el cual los inversores asumen riesgos tecnológicos y de oferta y demanda.

Dejando de lados los errores detectados en ambas determinaciones de las BT, tanto como Activo Financiero como Activo Físico, los resultados reportados por las empresas consultoras para las dos licenciatarias analizadas fueron los siguientes:

Licenciataria	TGS	CGP
BT como Activo Físico (Miles de Pesos)	94.122.000	9.822.788
BT como Activo Financiero * (Miles de Pesos)	31.874.266	8.024.580
Relación	2,95	1,22

*Calculado con los índices adoptados por Enargas

Teniendo en cuenta la reducida inversión de las Licenciatarias en el período posterior a la crisis del 2001, es esperable que la valuación como Activo Financiero resulte menor y por lo tanto su adopción, como así lo hizo el ENARGAS, como referencia para determinar la BT.

Por lo tanto, el factor determinante a los efectos de la determinación de la BT es la selección de los índices de actualización de las inversiones. Como se describe a continuación, es en la selección de estos índices donde los informes presentados en la RTI presentan las debilidades que se analizan en los puntos siguientes.

1.3.2 ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONÓMICO - FINANCIERO

a. Camuzzi Gas Pampeana

En este informe se realiza el estudio del expediente de la base tarifaria correspondiente a la distribuidora Camuzzi Gas Pampeana S.A., haciendo un repaso de todo lo actuado en este sentido desde la firma de las actas acuerdo hasta el establecimiento de la base de capital a considerar en la determinación de las tarifas, definido por la consultora contratada por la

distribuidora a este efecto y aprobado finalmente por Enargas y el Ministerio de Energía y Minería.

En lo que respecta a la valuación de la Base Tarifaria a valor histórico, se advierte que la consultora procedió en términos generales de acuerdo a las normas contables y regulatorias indicadas en el Pliego, a excepción de las consideraciones oportunamente mencionadas por el ENARGAS respecto de las vidas útiles máximas de los bienes, ya que en algunos casos no se ajustó a lo estipulado en las Resoluciones ENARGAS N° 1660/2000 y 1903/2000, razón por la cual el ente regulador procedió a su corrección.

En cuanto a la actualización del valor contable de la Base de Capital, el ENARGAS aplicó un coeficiente de ajuste distinto al propuesto por la consultora, obteniendo como resultado una Base Tarifaria al 31 de diciembre de 2016 y actualizada a valores de diciembre de 2016 que ascendía a \$8.024,6 MM.

Respecto al índice de actualización de la base tarifaria el ENARGAS, contando con la conformidad del Ministerio de Energía y Minería determinó *“un único criterio de cálculo aplicable para todas las Licenciatarias”*, seleccionando los índices de precios propuestos por Villares & Asociados (consultora que fue contratada por ambas transportistas) entendiendo que cumplía con las normas regulatorias a la vez que *“permite incentivar la inversión en infraestructura necesaria para atender los requerimientos de nuevos usuarios y las necesarias en confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural”*.

El criterio adoptado por el ENARGAS para la actualización de la Base Tarifaria de las licenciatarias, previa anuencia del Ministerio competente para atender cuestiones derivadas de los Acuerdos de Renegociación Contractual (conforme lo establecido en el Decreto 367/16), contemplando desde enero de 1993 hasta diciembre de 2016 inclusive, surge de una composición de índices formada por:

- un 44% del Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación (ISBIC), y
- un 56% de un índice combinado, constituido por el Índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el INDEC (IPIM) y el Índice de Costos de la Construcción, Materiales elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza (ICC-M Mza).

Este índice combinado fue elaborado tomando como base el IPIM en enero de 1993 y sus variaciones hasta enero de 2007; luego se contemplaron las variaciones del ICC-M Mza desde febrero de 2007 hasta diciembre de 2015. Por último, de enero de 2016 hasta diciembre del mismo año, se aplicaron las variaciones del IPIM.

No se ha encontrado obrantes en el expediente estudios de la propuesta de índices de ajuste realizada por Mercados Energéticos y Bértora y Asociados, ni argumentos para descartar su tratamiento, particularmente con relación a los índices de variación de precios de los materiales propuestos por la consultora, que en general presentan variaciones menores a las observadas en el ICC-Materiales de Mendoza y el índice combinado.

Asimismo, corresponde señalar, con relación a la propuesta de actualización efectuada por Mercados Energéticos y Bértora y Asociados, que no surge del informe de la consultora el

período de empalme de los índices de materiales con el ISBIC ni la metodología utilizada a tales efectos.

Con respecto a la selección del ISBIC, en la que coinciden el ENARGAS y la propuesta de la consultora, tampoco se ha encontrado –ya sea en el reporte final de Mercados Energéticos y Bértora y Asociados como en el informe final del ENARGAS– los motivos para seleccionar el ISBIC sobre otros índices de variación del costo de la mano de obra como por ejemplo el índice ICC-salarios o el índice de variación salarial, o una combinación de ellos.

En cuanto a los argumentos empleados por la Consultora Villares y Asociados en su informe final para la selección de los índices que fueran finalmente seleccionados por el ENARGAS para la actualización de la Base de Capital de todas las licenciatarias, se destacan los que se mencionan seguidamente.

Con respecto al índice de actualización de la componente de mano de obra, proponen utilizar el ISBIC, pero no brindan fundamentos para su selección por sobre otros índices.

En cuanto al factor de actualización de los restantes componentes, la consultora Villares y Asociados refiere a la problemática del sistema de estadísticas nacionales descripto y citan una advertencia que aparecía en el sitio web del INDEC respecto de que las series estadísticas publicadas con posterioridad a enero de 2007 y hasta diciembre de 2015 debían ser consideradas con reservas. En virtud de ello es que dicha Consultora propone la construcción de un índice que combinó las variaciones del IPIM en los períodos sin cuestionamientos y las variaciones de otro índice local de costos de materiales.

Continúa el informe mencionando que identificaron índices provinciales y que “el primer índice que ubicamos en tan corto tiempo, según nuestra revisión, fue el Índice de Costos de la Construcción, Materiales- Gran Mendoza” y en segundo lugar el producido por la provincia de Córdoba, que según señalaron se comportaban de manera semejante entre el año 2005 y el 2015, diferenciándose del IPIM.

En tal sentido, se llevó a cabo un análisis del comportamiento del ICC-Materiales de Mendoza y del IPIM en todo el horizonte temporal en cuestión (desde el año 1993 al 2016).

Del análisis efectuado no se observa una correlación entre los índices ni un cambio de comportamiento en la relación de las variaciones del IPIM y del ICC-Materiales de Mendoza, por lo que el argumento de la Consultora Villares y Asociados respecto de que las variaciones del ICC-Materiales de Mendoza, y su equivalente producido por la provincia de Córdoba, estaban por encima de aquellas observadas en el IPIM para el período 2005-2015 resulta insuficiente y hasta contradictorio con su propuesta final de empalme de ambos indicadores.

Por otra parte, de acuerdo a lo establecido en el punto 4 “*Criterios para la determinación de la base de capital*”, particularmente el apartado 4.4, de la Metodología para la determinación de la Base de Capital y la cláusula 12.7 de las Actas Acuerdo, las Consultoras efectuaron un análisis de la estructura de costos de cada una de las licenciatarias a fin de que el ENARGAS pudiera expedirse respecto de los índices propuestos por dichas consultoras, asociadas a las estructuras de costos analizadas.

No obstante, el ENARGAS optó por aplicar un criterio único de actualización, empleando idéntica fórmula de actualización de los componentes de la estructura de la Base de Activos para todas las licenciatarias, tanto de transporte como distribución de gas por redes.

Pero del análisis resulta evidente que la estructura de costos de la distribuidora, considerando solo sus principales activos (en este caso, gasoductos y redes), es muy distinta a aquella de la transportista. La diferencia es aún más notoria si se contempla el promedio ponderado de todos los rubros del activo.

b. Transportadora de Gas del Sur

Siguiendo idéntico criterio que para la distribuidora, se realiza el estudio del expediente de la base tarifaria correspondiente a la Transportadora de Gas del Sur SA., haciendo un repaso de todo lo actuado en este sentido desde la firma de las actas acuerdo hasta el establecimiento de la base de capital a considerar en la determinación de las tarifas, definido por la consultora contratada por la distribuidora a este efecto y aprobado finalmente por Enargas y el Ministerio de Energía y Minería.

Son aplicables a la transportadora las mismas consideraciones respecto a la base tarifaria, los índices de actualización y la estructura de costos, de la Distribuidora Camuzzi Gas Pampeana referidos anteriormente.

Puede remarcarse que, la existencia de diferentes estructuras de costos para cada licenciataria implica que la elección de un único índice de actualización compuesto por las ponderaciones expuestas no permite representar la realidad de todas las licenciatarias.

Lo mismo respecto a los índices de actualización aplicados, donde los argumentos por el que la consultora optó por el ICC-Materiales de Mendoza para el período 2005-2015 no resultan concluyentes.

c. Conclusiones Generales

Como se ha visto, el Enargas adopta un índice de actualización para la base tarifaria, aplicable por igual a todas las licenciatarias, propuesto por una de las firmas auditoras, la cual no ofrece fundamentos técnicos suficientes que avalen su adopción, como se menciona en el informe.

La base tarifaria es uno de los componentes más relevantes para la determinación de las tarifas de gas que pagará el usuario final, así como lo es el valor de las inversiones obligatorias, el costo del capital, la estimación de la demanda futura y los gastos previstos para la operación y mantenimiento de los sistemas.

Se observa en la documentación analizada que, en cuanto a Costo de Capital y Estimación de la Demanda, el Enargas, encarga su análisis y determinación a firmas consultoras especialistas, pero no otorga este mismo tratamiento a la determinación de los índices de ajuste de la base tarifaria, de igual importancia que los datos anteriores y de una gran complejidad para su determinación.

La determinación efectuada por Enargas de los índices de ajuste de la base tarifaria resulta entonces, discutible, pudiendo utilizarse otros muchos índices disponibles (ISBIC, ICC mano de Obra Córdoba, ICC Mano de Obra GBA, RIPTE, etc.) o bien un promedio de los más significativos.

A su vez, tampoco se ha encontrado en la documentación analizada relativa a estudios realizados por personal propio del Ente Regulador para la definición del índice de actualización mencionado.

Por este motivo, y debido a la importancia de la definición de un índice de actualización para la Base Tarifaria, y en el marco de las indefiniciones estadísticas en un cierto periodo, se considera que hubiese correspondido realizar un estudio pormenorizado a este respecto como se ejemplificó anteriormente, teniendo en cuenta toda la información disponible en el país relacionada con índices emitidos por organismos oficiales de distintas reparticiones y provincias, evaluando cuales eran los más adecuados y los que se adaptaban de manera más ajustada a las diferentes estructuras de costos de las empresas distribuidoras y transportadoras de gas, labor que hubiese redundado en la definición de una tarifa justa y razonable para el usuario, o bien realizando un promedio ponderado que redujera la variabilidad de las estadísticas de acuerdo al índice adoptado en forma subjetiva.

Por otro lado, la definición de un criterio de factor único para la actualización de la Base de Capital de todas las licenciatarias parecería inadecuado ya que no contempla las particularidades regionales, sin perjuicio de no contravenir los lineamientos establecidos en las Pautas de las Actas Acuerdo y no obstante la convalidación sobre este punto efectuada por el Ministerio competente en la materia. Ello así, toda vez que se ha interpretado el principio de trato equitativo como la aplicación de un índice único, sin contemplar o analizar las potenciales condiciones particulares de cada caso que eventualmente pudieran presentar las distintas Licenciatarias.

1.3.3 ANÁLISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FÍSICO

a. Camuzzi Gas Pampeana

Del análisis de la documentación obrante en los expedientes se puede afirmar que la metodología aplicada para la verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de capital fue adecuada para los objetivos establecidos en las actas acuerdo y en los términos de referencia del contrato de las firmas consultoras.

Respecto a la determinación del valor técnico de reposición se han observado errores metodológicos que conducen a obtener valores de reposición equivocados, tales como la inclusión del IVA en el costo unitario de instalación de gasoducto y ramales, y el análisis de una obra modelo no representativa de la infraestructura de gasoducto operada por la distribuidora.

Se ha observado que para la valorización de los costos de reposición de “gasoductos y ramales”, la consultora indica que “los costos fueron obtenidos de valores actuales de construcción de la licenciataria y contrastados con valores de referencia en función de la experiencia del consultor a partir de instalaciones similares en las regiones en cuestión” y agrega un análisis detallado de costos para un gasoducto de diámetro 3” y 5.200 m de longitud. Es necesario observar que el análisis de un gasoducto de escasa longitud y pequeño diámetro, como el realizado por la consultora, no es necesariamente representativo del conjunto de gasoductos y ramales operados por la distribuidora para los cuales se busca determinar su valor de reposición.

La planilla de cálculo realizada por la consultora para obtener un costo unitario de reposición de “gasoductos y ramales”, contiene un gran detalle relativo a materiales, mano de obra, gastos indirectos, beneficio e impuestos, llegando a un valor de costo unitario de 41,57

usd/pulg.m, valor que surge de dividir el precio final obtenido (\$ 8.456.543,90) por la longitud del proyecto (5.200 m), su diámetro (3") y el tipo de cambio considerado (13,04 \$/usd).

Sin embargo, se observa que este valor incluye el impuesto al valor agregado, por lo que el valor que se debería haber considerado a los efectos de la determinación del valor de reposición es de 34,35 usd/pulg.m.

Por lo expresado se infiere que la consultora ha cometido un error en la determinación del valor del costo de reposición en lo concerniente a gasoductos y ramales, al considerar el IVA en los costos unitarios considerados, a la vez que la obra considerada para tomar como base de la estimación no es completamente representativa de la estructura de gasoductos y ramales operados por la licenciataria

b. Transportadora de Gas del Sur

Del análisis de la documentación obrante en los expedientes se puede afirmar que la metodología aplicada para la verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de capital fue adecuada para los objetivos establecidos en las actas acuerdo y en los términos de referencia del contrato de las firmas consultoras.

Respecto a la determinación del valor de reposición de los bienes, si bien la metodología detallada en el informe es correcta, carece de cálculos detallados que permitan analizar los costos unitarios aplicados al cálculo del valor total.

Una de las conclusiones del informe de la consultora, indica que "en términos de comparación con la evaluación contable de la Base Tarifaria (2.007 MMusd), la evaluación técnica representa 2,96 veces la base tarifaria".

Esta afirmación también se ve reflejada en los considerandos de la resolución de I-4362 de aprobación de los cuadros tarifarios de la transportadora, donde se indica que los valores técnicos de reposición determinados por las consultoras, en todos los casos más que duplican los valores de las bases tarifarias obtenidos de los valores contables, y por este motivo no son considerados en el cálculo tarifario.

1.4 ANÁLISIS DEL FLUJO DE FONDOS PARA EL CÁLCULO TARIFARIO

a. General

El cálculo del flujo de fondos para la definición de las nuevas tarifas es realizado por Enargas mediante un modelo en la interface Cubepplan, del cual se puede señalar que se trata de una herramienta necesaria para el procesamiento de información y cálculo multidimensional de gran escala, siendo un instrumento de proceso de datos superior a las hojas de cálculo de Excel. Se ha podido verificar que es una plataforma para el desarrollo de modelos de cálculos multidimensional complejos, también utilizada por empresas y organismos del sector energético y de infraestructura en otros países de la región.

b. Camuzzi Gas Pampeana

El informe incluye un detalle del informe Intergerencial donde se detalla las consideraciones de la carga de datos en el modelo mencionado.

Respecto al flujo de fondos correspondientes a la distribuidora, puede verificarse que de la corrida del programa se observa el siguiente reporte, en correspondencia con los valores informados en la resolución I- 4358:

Shared by: Javier Pardo

Campeana RI

1. Revisar a componente de Distribución actual 2. Cerrar Requerimiento de Ingresos

Cierre de RI (M\$)

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
ODR	718.519.326	738.174.958	795.997.891	848.281.263	876.704.879	3.877.678.258
ODR	421.274.966	446.742.897	483.271.543	521.555.990	560.036.614	2.432.881.111
ODR	1.433.219.989	1.496.942.795	1.587.346.721	1.584.174.755	1.615.962.396	7.687.248.228
Permisos	76.026.145	146.833.680	282.739.928	342.213.536	345.167.614	1.182.980.303
ODR Cont. Basic	368.285.022	357.478.779	426.814.228	456.786.826	472.071.807	2.141.826.754
ODR por OT Depreciación	199.993.187	196.506.687	192.713.174	189.500.023	186.666.516	965.361.787
Total	3.235.928.294	3.422.581.967	3.740.683.445	3.952.482.595	4.056.300.417	18.407.894.447

Componentes del RI (M\$) - Total

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	83.395.882	85.577.877	87.515.126	88.690.887	89.251.321	434.430.092

Inversiones Totales

Inversiones Totales	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	197.480.358	254.775.981	1.220.616.614	1.096.370.044	777.499.548	

NPV Ingresos a Tarifas Actuales (ARS)

7,239,507,583 ARS

NPV Ingresos nuevas tarifas (ARS)

14,213,910,351 ARS

Incremento tarifario (Factor reposicionamiento)

96.338%

Requerimiento de Ingreso Anual Promedio

3,575,794,767

BT inicial (MM Mon Rev)

8,024,580,300 MM Mon Rev

ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4 3 5 8

Resultado Revisión Tarifaria Integral Camuzzi Gas Pampeana S.A.

Base Tarifaria Inicial	\$	8.024.580
Costo del Capital		9.33%

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$ 718.519	\$ 738.175	\$ 795.998	\$ 848.281	\$ 876.705
Depreciación	\$ 421.275	\$ 446.743	\$ 483.272	\$ 521.556	\$ 560.036
Gastos Propios	\$ 1.509.246	\$ 1.643.676	\$ 1.840.087	\$ 1.936.388	\$ 1.960.829
Impuesto a las Ganancias	\$ 586.888	\$ 593.988	\$ 621.327	\$ 646.267	\$ 658.738
Requerimiento de Ingresos	\$ 3.235.928	\$ 3.422.582	\$ 3.740.683	\$ 3.952.492	\$ 4.056.308
Ingresos por Tasas y Cargos	\$ 83.396	\$ 85.578	\$ 87.515	\$ 88.690	\$ 89.251
Monto a Remunerar via Tarifas	\$ 3.152.532	\$ 3.337.004	\$ 3.653.168	\$ 3.863.802	\$ 3.967.057

Valores expresados en miles de pesos.

Se verifica también que los valores de las inversiones se corresponden con los montos aprobados por el Enargas.

En el reporte del modelo también se muestra el incremento de ingresos obtenido por la Distribuidora en términos porcentuales: 96,338 % respecto a las tarifas vigentes.

El nuevo cuadro tarifario se obtiene aplicando este incremento porcentual a cada una de las tarifas del cuadro vigente al momento de la RTI.

c. Transportadora de Gas del Sur

El informe incluye un detalle del informe Intergerencial donde se detalla las consideraciones de la carga de datos en el modelo mencionado.

Respecto al flujo de fondos correspondientes a la transportadora, puede verificarse que de la corrida del programa se observa el siguiente reporte, en correspondencia con los valores informados en la resolución I- 310:

v1.10.3267 TGS RI - 10MTT 1722 Con Ajustes Semestrales y Escalones (10112017) TGS RI 0

Shared by: nmonti TGS RI

Cierre de RI -0.00

1-Tarifa Manual = Tarifa Actual 2- Ajustar Tarifas Manuales

Requerimiento de ingreso mensual (AR\$)

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
COK	2,809,218,737	2,796,784,644	2,766,526,456	2,725,804,276	2,679,374,453	13,777,708,566
CMK	1,688,391,524	1,745,425,209	1,803,739,887	1,854,616,603	1,901,096,339	8,993,269,562
OPEX	1,539,635,966	1,525,417,979	1,592,944,276	1,493,943,142	1,503,498,318	7,655,439,681
IIIG Comp Basica	1,512,656,243	1,505,960,962	1,489,668,092	1,467,740,764	1,442,740,090	7,418,766,151
IIIG por Dif. Depreciacion	824,658,583	815,617,278	813,526,029	811,282,302	809,913,247	4,074,997,439
COK y CMK Activos Fideicomisos	0	0	0	0	0	0
Total	8,374,561,052	8,389,206,071	8,466,404,740	8,353,387,088	8,336,622,448	41,920,181,399

Componentes del RI: (all) Timeframe: (multiple)

Inversiones Regulatorias

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	1,226,815,256	1,244,064,957	1,051,594,000	987,178,000	1,023,019,000	5,532,671,213

Factor Reposicionamien... 213.94%

Reporte Base Tarifaria Inicial (a Diciembre de 2016) (\$ a Dic 16) 31,874,265,606 \$ a Dic 16

ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN N° 310

Resultado Revisión Tarifaria Integral Transportadora de Gas del Sur S.A.

Base Tarifaria Inicial	\$	31.874.266								
Costo del Capital		8,99%								
	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022					
Rentabilidad	\$	2.809.219	\$	2.796.785	\$	2.766.526	\$	2.725.804	\$	2.679.374
Depreciación Regulatoria	\$	1.688.392	\$	1.745.425	\$	1.803.740	\$	1.854.617	\$	1.901.096
Gastos Propios	\$	1.539.636	\$	1.525.418	\$	1.592.944	\$	1.493.943	\$	1.503.498
Impuesto a las Ganancias	\$	2.337.315	\$	2.321.578	\$	2.303.194	\$	2.279.023	\$	2.252.653
Requerimiento de Ingresos	\$	8.374.561	\$	8.389.206	\$	8.466.405	\$	8.353.387	\$	8.336.622

Valores expresados en miles de pesos.

Se verifica también que los valores de las inversiones se corresponden con los montos aprobados por el Enargas.

En el reporte también se muestra el incremento de ingresos obtenido por la Transportadora en términos porcentuales: 213,94 % respecto a las tarifas vigentes.

El nuevo cuadro tarifario se obtiene aplicando este incremento porcentual a cada una de las tarifas del cuadro vigente.

1. 5 ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA

a. Camuzzi Gas Pampeana

Se ha realizado el análisis del estudio presentado por Camuzzi Gas Pampeana SA, verificando que al igual del resto de las Distribuidoras, el estudio presentado fue elaborado por la consultora Quantum. Dicho trabajo y las consideraciones tenidas en cuenta para su elaboración no cumplieron con los requisitos de la metodología establecida por Enargas, incorporando además en dicho estudio el factor de elasticidad de la demanda respecto a la tarifa. Posteriormente, la autoridad regulatoria contrata su propio estudio de estimación de demanda, desestimando lo presentado por la Distribuidora y adoptando para el proceso de revisión tarifaria el elaborado por esta. Se observa que dicho estudio considera la influencia de las tarifas de gas y electricidad, y la actividad económica, sobre la demanda, y las proyecciones macroeconómicas, considerando que el estudio presentado por las Distribuidoras subestima la demanda futura. Asimismo, asegura que la modificación de tarifas no tendrá efectos relevantes sobre la demanda de gas natural para el 2017.

Entre otras condiciones de borde, estima valores de inflación para los años del quinquenio muy inferiores a las que realmente se produjeron, y sobrestima el crecimiento de la economía en ese periodo.

Finalmente, se observa que la comparación de la demanda real en el sector residencial de los años 2017 a 2019 fue de un 10% a un 12 % menor que la estimada, para el área comprendida por la distribuidora en estudio.

Como consecuencia de este análisis puede afirmarse que el estudio de demanda elaborado por Enargas fue conservador respecto a las expectativas de consumo.

b. Transportadora de Gas del Sur

Respecto a la demanda estimada por la Transportadora para el quinquenio 2107-2021, se limita a la información de las ventas estimadas para dicho periodo, teniendo en cuenta las altas y bajas operadas, desglosado por ruta de transporte, en contratos de transporte firme (TF), interrumpible (TI) o de intercambio y desplazamiento (ED), dependiendo la demanda total de la informada o asignada a las distribuidoras a las cuales abastece, lo cual no se encuentra dentro de las posibilidades de la transportadora.

1. 6 ANÁLISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

a. Camuzzi Gas Pampeana

Se observa del análisis detallado del expediente una falta de precisión en la información brindada por la Distribuidora respecto a los requerimientos del ente regulador, falta de entrega de cálculos que soporten las estimaciones, falta de datos que fueran solicitados, los cuales fueron siendo subsanados mediante reiterados pedidos por parte de Enargas, auditorias in situ, y análisis internos de las estimaciones proporcionadas por la licenciataria.

Asimismo, tampoco se ha encontrado en el expediente un plan de operación y mantenimiento con personal asociado a tareas y su carga horaria, que permita verificar la razonabilidad de los gastos de mantenimiento y de estructura.

b. Transportadora de Gas del Sur

De la misma manera que para la distribuidora Camuzzi Gas Pampeana, se observa del análisis detallado del expediente una falta de precisión en la información brindada por la Transportadora respecto a los requerimientos del ente regulador, falta de entrega de cálculos que soporten las estimaciones, falta de datos que fueran solicitados, los cuales fueron siendo subsanados mediante reiterados pedidos por parte de Enargas, auditorías in situ, y análisis internos de las estimaciones proporcionadas por la licenciataria.

Asimismo, tampoco se ha encontrado en el expediente un plan de operación y mantenimiento con personal asociado a tareas y su carga horaria, que permita verificar la razonabilidad de los gastos de mantenimiento y de estructura.

1.7 ANÁLISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI

En este apartado se realiza una síntesis de los antecedentes obrantes en los expedientes referidos al marco regulatorio, la ley de emergencia pública 25.561 del año 2002, el proceso de renegociación de los contratos llevados a cabo a través de la UNIREN, la suscripción de las actas acuerdo y los acuerdos transitorios y la resolución MINEM Nro. 31/16 del 29/03/2016 donde se instruye al ENARGAS a que lleve adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en dichas Actas Acuerdo.

Asimismo, se incluye un detalle de las cláusulas de dichas actas acuerdo referidas a la realización de la Revisión Tarifaria Integral a fin de fijar *“un nuevo régimen de tarifas máximas por el término de CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I, Título IX “Tarifas” de la Ley Nº 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas”*.

Se agrega en este informe un análisis del contexto de la ley de emergencia pública, análisis de alternativas respecto a un posible ajuste tarifario y el impacto que puede representar el establecimiento de la emergencia sanitaria en este sentido.

B. ANTECEDENTES

2. OBJETO

El objeto del servicio es la realización de una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de lo actuado durante el proceso de Revisión Tarifaria Integral llevado a cabo para definir las tarifas del servicio público de gas natural que rigen desde el primero de abril del año 2017, y que sirva de base para volver a contar con precios del gas y con una tarifa del servicio público de gas por redes que sean justos y razonables.

3. ALCANCE

La auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de lo actuado durante el proceso de RTI, abarcará la totalidad de las licenciatarias y otras prestatarias alcanzadas por dicho proceso, que se detallan a continuación:

- a) Transportadora de Gas del Norte SA
- b) Transportadora de Gas del Sur SA
- c) Gas Link SA
- d) Metrogas SA
- e) Naturgy BAN SA (Ex – Gas Natural Fenosa SA)
- f) Distribuidora de Gas Cuyana SA
- g) Distribuidora de Gas del Centro SA
- h) Camuzzi Gas Pampeana SA
- i) Camuzzi Gas del Sur SA
- j) Gasnor SA
- k) GasNea SA
- l) Litoral Gas SA
- m) Redengas SA

Se analizará el proceso de la RTI en su totalidad, incluyendo:

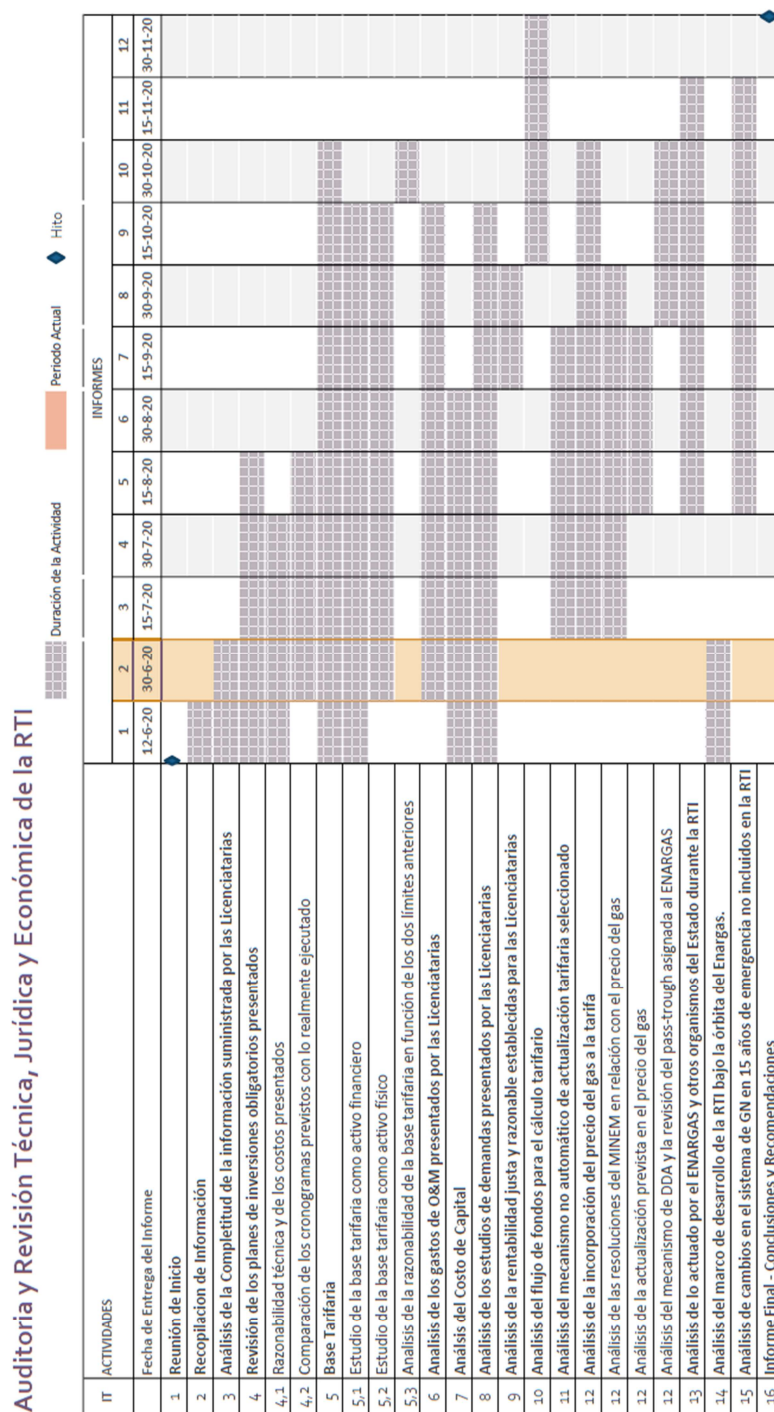
- La información suministrada por las licenciatarias a Enargas para el cálculo del flujo de fondos (Caso base), referida a costos de operación y mantenimiento, costos administrativos y comerciales, demandas, y otros datos.
- Los planes de inversiones obligatorias presentados por las licenciatarias, la categorización de las obras presentadas y la razonabilidad de los costos presentados. Asimismo, se efectuará una comparación de los cronogramas de obras previstos en la RTI con los realmente ejecutados.
- Listado de obras de ampliación propuestas y proyectos técnicos avalatorios.

- Los estudios realizados por consultoras externas para la determinación de la base tarifaria, verificando el cumplimiento del alcance de los servicios detallado en “antecedentes”.
- El estudio realizado por la consultora Delta Finanzas para determinación del costo de capital.
- Los flujos de fondos que sirvieron de base para la fijación de las tarifas, y la razonabilidad de los valores y estimaciones consideradas (el costo de capital, la base tarifaria, el plan de inversiones, los gastos de operación y mantenimiento, los cambios esperados en la productividad y eficiencia, las estimaciones de crecimiento de la demanda, la rentabilidad del operador, el criterio de depreciación, etc.), así como los métodos utilizados para su determinación.
- El mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y calidad del servicio.
- El proceso de determinación del precio de gas natural en los PIST elaborado por el MINEM, establecido en la Resolución 212/16, e incorporado a las tarifas, así como el procedimiento de ajuste previsto para este.
- La determinación del valor de rentabilidad justa y razonable prevista por el operador para incluir en la tarifa.
- Lo actuado por Enargas durante todo el proceso de la RTI y otros sujetos regulados y no regulados de la industria del gas que se hayan vinculado directa o indirectamente al proceso de RTI.

C. PLAN DE TRABAJO

4. CRONOGRAMA ACTUALIZADO

Se muestra a continuación el cronograma actualizado del plan de trabajos, de acuerdo con los avances desarrollados en el periodo:



5. AVANCES DEL PLAN DE TRABAJO

En este periodo se han desarrollado las siguientes tareas:

- ✓ Análisis del Costo de Capital
- ✓ Análisis del marco de desarrollo general de la RTI bajo la órbita de Enargas.
- ✓ Análisis de Completitud de la información suministrada por la Licenciatarias

Respecto a Camuzzi Gas Pampeana SA y Transportadora de Gas del Sur SA se han realizado los siguientes análisis:

- ✓ Revisión de los planes de inversión obligatoria
- ✓ Estudio de la Base Tarifaria como activo financiero
- ✓ Estudio de la Base Tarifaria como activo físico
- ✓ Análisis del Flujo de Fondos para el cálculo tarifario
- ✓ Análisis de los estudios de demanda
- ✓ Análisis de los gastos de Operación y Mantenimiento

D. ANÁLISIS DEL COSTO DE CAPITAL

6. ANTECEDENTES

La Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, N° 25.561¹, con el objetivo de reactivar el funcionamiento de la economía y crear condiciones para un crecimiento sustentable, estableció la renegociación de todos los contratos de obras y servicios celebrados por la Administración Pública, estando comprendidos aquellos de las Licenciatarias de los Servicios de Transporte y Distribución de gas.

En el año 2008, se celebraron las Actas Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y las Licenciatarias de Distribución y Transporte de gas. La celebración de las Actas implicaba una readecuación de las Licencias otorgadas-

El Acta Acuerdo estipulaba en la Cláusula Décimo Primera, *“la realización de un proceso de REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL mediante el cual se fijará un nuevo régimen de tarifas máximas, por el término de cinco (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I de Título IX Tarifas de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas, aplicándose las PAUTAS contenidas en la Cláusula Décimo Segunda del presente instrumento”*.

En relación con el cálculo de la Base de Capital y Tasa de Rentabilidad, la Cláusula Décimo Segunda de las Actas Acuerdo reglamenta que *“El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente instrumento, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.*

Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores, que surgirán de una propuesta efectuada por la LICENCIATARIA y aprobada por el ENARGAS. La selección final del Consultor surgirá de la evaluación técnica y económica de las ofertas presentadas que efectúe el ENARGAS no siendo recurrible dicha elección por parte de la LICENCIATARIA.

¹ Cuyo plazo de vigencia es hasta el 31/12/2013.

Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable”.

En el año 2007, el ENARGAS en el marco de la Revisión Tarifaria Integral decidió convocar mediante la Resolución N°I/98 a Concurso Privado, N° 08/2007, con el objeto de “*evaluar la selección de un servicio de consultoría para la determinación del costo de capital – Revisión Tarifaria*”. Se invitaron a participar del concurso a diversos actores.

El 17 de marzo de 2008, mediante la Resolución ENARGAS N° 210, se adjudicó a la empresa Delta Finanzas S.A. (en aquel momento denominada ARMO I S.R.L.) la consultoría por un monto de ARS 117.500. En los considerados de dicha Resolución se indica que en el Acta de Apertura de sobres hubo dos oferentes ARMO I S.R.L y MACROCONSULTING S.A, indicando que “*del análisis de las presentaciones realizadas por los dos oferentes (...) surgió que solamente la firma ARMO I S.R.L. cumplía íntegramente con los requisitos establecidos en los Términos de Referencia*”. Ello así porque presentaba “*la mejor relación calidad-precio, reflejada en su Factor de Adjudicación; que los integrantes del equipo de trabajo de MACROCONSULTING S.A., si bien acreditan conocimientos y una vasta trayectoria en aspectos regulatorios, incluyendo tareas similares al objeto del Concurso, no son en su totalidad profesionales especialistas en finanzas, tal como se solicitara en los Términos de Referencia del presente Concurso; que los integrantes de la consultora ARMO I S.R.L. desarrollan, como núcleo principal su actividad laboral, una vasta tarea docente en el área de finanzas, y cuentan con antecedentes y experiencia en tareas similares a las del Concurso y que en razón de que los antecedentes de ARMO I S.R.L. se ajustan con mayor precisión a los requisitos establecidos en los Términos de referencia del presente Concurso*”.

Bajo la Actuación ENARGAS N° 15190/2008, la empresa ARMO I S.R.L. presentó el primer informe, incluyendo una propuesta para la determinación del Costo de Capital, con parámetros relevados al 31 de Diciembre de 2007.

Sin embargo, se registraron postergaciones en el proceso de la Revisión Tarifaria Integral que generaron que no se avanzara en el proceso y, consecuentemente, en la implementación.

Mediante la Resolución 129/2016 del ex - Ministerio de Energía y Minería (MINEM), con fecha 17 de julio de 2016, se instruyó al ENARGAS “*a adoptar las medidas necesarias a los efectos de concluir antes del 31 de diciembre de 2016 el proceso de Revisión Tarifaria Integral al que se refiere el Artículo 1° de la Resolución N° 31 de fecha 29 de marzo de 2016; a cuyo fin deberá realizarse la audiencia pública allí prevista antes del 31 de octubre de 2016.*”

7. ÍNDICE DE LAS ACTUACIONES RELACIONADAS CON LA DETERMINACIÓN DEL CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL EN EL EXPEDIENTE N° 30.194

- Mediante el Memorándum GDyE N° 53/16 se sugirió la posibilidad de contratar nuevamente a la empresa Delta Finanzas S.A. (continuadora de ARMO I S.R.L.), para la reactualización, revaluación y la eventual modificación del cálculo. La sugerencia de la contratación de un proveedor exclusivo estuvo relacionada con el hecho de que la

empresa ya había realizado el cálculo anteriormente y, por lo tanto, con el hecho de realizar la tarea en un menor tiempo.

- El ENARGAS solicita a Delta Finanzas S.A. la cotización para dicho trabajo y el establecimiento de los plazos de ejecución. La empresa envía una cotización de ARS 170.000 +IVA e informa que realizará el análisis en un plazo de 30 (treinta) días.
- La resolución ENARGAS N° I/4059 del 13 de octubre de 2016, resuelve aprobar y adjudicar la contratación directa de Delta Finanzas S.A., por el monto de ARS 205.700.
- Con fecha 18 y 21 de octubre 2016, la Transportadora de Gas del Sur S.A. y la Transportadora de Gas del Norte S.A. respectivamente, remiten al ENARGAS un informe sobre la determinación del Costo de Capital para la Actividad del Transporte realizado por RG Consultores.
- Con fecha el 24 de octubre 2016, ADIGAS, remite al ENARGAS un informe elaborado por Profesores de la Escuela de Negocios IAE, sobre la determinación del costo de capital aplicable a las Distribuidoras de Gas Natural.
- Con fecha el 25 de octubre 2016 la Subsecretaría de coordinación de Política Tarifaria del ex – Ministerio de Energía y Minería eleva un cálculo preliminar del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) en relación al sector de transporte y distribución de gas natural.
- Con fecha 10 de noviembre de 2016, Delta Finanzas S.A. envía el informe final en que se describe y detalla la metodología para la determinación del costo de capital de las licenciatarias de distribución y transporte de gas natural.
- Con fecha 15 de noviembre de 2016, ENARGAS remite el informe las Licenciatarias de Distribución y Transporte de gas: GASNEA S.A, Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas del Cuyana S.A., Gas Natural BAN S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas Sur S.A., Litoral Gas S.A., GASNOR S.A., REDENGAS S.A., METROGAS S.A., Transportadora de Gas del Sur S.A., Transportadora de Gas del Norte S.A.
- Con fecha 17 de noviembre el Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS la toma de vista del expediente N° 30.194.
- Entre el 22 de noviembre y el 01 de diciembre de 2016, las empresas Litoral GAS S.A., Gas Natural BAN S.A., GASNOR S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A. envían observaciones al Informe Final de Delta Finanzas. En dicha nota solicitan la desestimación del costo de capital calculado por Delta Finanzas, utilizando el resultado del informe realizado por Profesores de la Escuela de Negocios IAE, oportunamente presentado por ADIGAS.
- Con fecha el 28 de marzo de 2017, la Gerencia de Desempeño y Economía eleva al Interventor del ENARGAS un informe donde se detallan los criterios metodológicos y cálculos desarrollados para obtener la tasa de rentabilidad razonable que se utilizará para la determinación de tarifas de transporte. En dicho informe se expone la metodología de cálculo desarrollada por Delta Finanzas S.A., y la Gerencia la ratifica y recomienda su aplicación.

8. ANÁLISIS PRELIMINAR DE LOS CÁLCULOS REALIZADOS POR LA CONSULTORA DELTA FINANZAS S.A, RG CONSULTORES Y LA ESCUELA DE NEGOCIOS IAE

En el marco de la resolución ENARGAS N° I/4059 del 13 de octubre de 2016, el organismo resolvió aprobar y adjudicar la contratación directa de Delta Finanzas S.A. para la actualización del cálculo del costo del capital oportunamente realizado en el año 2009 en el marco de la Revisión Tarifaria Integral de la distribuidora Gas Natural BAN S.A.

Delta Finanzas S.A. realizó dos cálculos, uno para el sector distribución de gas y otro para el sector de transporte de gas. Dicho informe fue presentado ante el ENARGAS el 10 de noviembre de 2016.

Dichos cálculos pueden ser comparados, en el caso del sector distribución, con el realizado por los profesores de la Escuela de Negocios IAE de la Universidad Austral (en adelante IAE), remitido al ENARGAS con fecha 24 de octubre de 2016 por CADIGAS. En tanto, el cálculo para el sector transporte puede ser comparado con el realizado por RG consultores, remitido al ENARGAS con fecha 18 y 21 de octubre 2016 por la Transportadora de Gas del Sur S.A. y la Transportadora de Gas del Norte S.A., respectivamente. Ambos informes, tanto para las distribuidoras como las transportistas, fueron realizados y presentados previo a la presentación del informe de Delta Finanzas S.A (noviembre de 2016). Asimismo, las Licenciatarias de distribución Litoral Gas, Gas Natural BAN, GASNOR y Distribuidora de Gas del Centro presentaron un informe del IAE adicional en el cual se hace una crítica al informe de Delta Finanzas S.A y una propuesta alternativa para el cálculo del costo de capital de las distribuidoras de gas.

Todos los informes utilizaron la metodología conocida como Costo Medio Ponderado del Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), recomendada por la literatura económica. La misma es aplicada para calcular la tasa de descuento que se utiliza para descontar los flujos futuros de un determinado proyecto de inversión ponderando los costos del capital propios y aquellos provenientes de deuda con terceros.

El presente informe se estructura de la siguiente manera: primeramente, se detalla el informe presentado por Delta Finanzas S.A. A continuación, se presentan los informes de RG consultores y de la Escuela de Negocios IAE presentes en el Expediente N° 30.194/2016 del ENARGAS, y se realiza una comparación entre los tres informes. Finalmente, se presentan comentarios pertinentes respecto al informe de Delta Finanzas S.A, cuyo cálculo fue finalmente utilizado por el ENARGAS.

9. ANÁLISIS DEL INFORME DE DELTA FINANZAS S.A

9.1. ESTRUCTURA DEL INFORME

La estructura del informe de Delta Finanzas S.A. consta de 9 (nueve) capítulos:

1. Costo del capital a emplear
2. Metodología de estimación del costo de capital propio
3. Rendimiento libre de riesgo
4. Prima de riesgo país

5. Prima de riesgo de mercado
6. Nivel de apalancamiento
7. Coeficiente Beta
8. Costo de endeudamiento financiero
9. Conversión del WACC nominal en dólares a WACC real en pesos.

A continuación, se realiza un análisis de cada capítulo.

9.2. CAPÍTULO 1: METODOLOGÍA DEL COSTO DE CAPITAL A EMPLEAR

El informe de la empresa Delta Finanzas S.A. analiza en el Capítulo 1, en primer lugar, cuál será la metodología del costo de capital a emplear en el cálculo, y en segundo lugar, la moneda de cálculo del costo de capital.

De acuerdo a lo indicado por el ENARGAS, *“el flujo de fondos a ser empleado en la determinación tarifaria de las Licenciatarias es el flujo de fondos libres de la empresa (FFL)”*. Que es el *“flujo de caja neto para proveedores de financiamiento mediante deuda y capital propio, asumiendo que los aspectos vinculados al endeudamiento financiero no tienen impacto sobre dicho flujo de fondos y considerando el impacto impositivo del endeudamiento financiero dentro de la tasa de descuento”*.

La teoría financiera establece que FFL puede ser descontado mediante diferentes tipos tasas de descuentos, entre las que se pueden mencionar: a) el costo promedio ponderado del capital (WACC) y b) el costo esperado de los activos (k_u). La principal característica diferencial entre ambas es que el WACC ajusta el costo de financiamiento de terceros por la alícuota impositiva, mientras que la tasa k_u lo refleja en forma separada.

Para la estimación del costo de capital de las Licenciatarias, Delta Finanzas S.A. resuelve utilizar la tasa WACC debido a que *“ha sido la metodología empleada históricamente por el ENARGAS desde la primera revisión tarifaria (“RQT I”)”*.

El cálculo del WACC consiste en la aplicación de la siguiente fórmula:

$$WACC = k_d * (1 - t) * \frac{D}{D + E} + k_e * \frac{E}{D + E}$$

Donde

- Costo del financiamiento de terceros (k_d); es la tasa de interés a la cual la empresa puede tomar deuda
- Costo de capital propio (k_e); es la tasa de interés que representa el costo de oportunidad de los accionistas
- T: alícuota de impuesto a las ganancias
- D: valor de mercado de la deuda de la empresa
- E: valor de mercado del capital propio de la empresa
- Nivel de endeudamiento financiero ($D/(D+E)$) y el capital propio ($E/(D+E)$)

En relación con la moneda de cálculo del costo de capital, la empresa Delta Finanzas S.A., i realizó la estimación del costo de capital en dólares nominales y luego los convirtió en pesos argentinos constantes. El motivo por el cual la empresa Delta Finanzas S.A. realizó inicialmente el cálculo en dólares fue porque existe *“abundante información y estadísticas históricas que reflejan la evolución de los diferentes parámetros necesarios para realizar una estimación del costo de capital”*.

El hecho que se hayan calculado finalmente en pesos argentinos constantes implica un cambio en relación con las Revisiones Tarifarias previas, porque anteriormente *“la estimación del costo de capital se realizaba en dólares convertibles, es decir, en un contexto en el que se mantenía la convertibilidad 1 a 1 entre el peso argentino y la moneda estadounidense”*. En este caso, el ENARGAS manifestó que los flujos de fondos a ser empleados en la Revisión Tarifaria Integral *“serán proyectados en pesos argentinos, no previéndose incorporar escenarios de estimación de tasas de inflación local en cada uno de los distintos periodos contemplados, lo cual implica que las proyecciones de flujos de fondos se realizarán en pesos constantes (en términos reales), es decir, sin ajustes por inflación”*.

9.3. CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROPIO

La empresa Delta Finanzas S.A. ha utilizado para el cálculo de costo del capital propio (k_e) el Modelo de Valoración de Activos Financieros, en inglés Capital Asset Pricing Model, cuya sigla es CAPM. Particularmente ha utilizado el LOCAL CAPM, que incorpora *“los riesgos específicos del país en el que la empresa desarrolla sus actividades (aplicable en aquellos casos en que dichas actividades se desarrollan en mercados emergentes)”*. Además, este modelo *“se ha sido utilizado en revisiones tarifarias anteriores de la industria de gas, como así también en otros sectores económicos regulados de Argentina”*.

El cálculo del LOCAL CAPM se realiza de la siguiente manera:

$$k_e = r_f + \beta (E(r_m) - r_f) + PRP$$

Donde

- k_e rendimiento esperado por el accionista o el costo del capital propio
- r_f : la tasa libre de riesgo
- β : el coeficiente beta mide la contribución de riesgo de un activo en el riesgo de un portafolio diversificado de activos
- $E(r_m) - r_f$: prima de riesgo de mercado
- PRP: prima de riesgo país

9.4. CAPÍTULO 3: RENDIMIENTO LIBRE DE RIESGO

La tasa libre de riesgo que se utiliza en el modelo CAPM, es el rendimiento esperado por invertir en un activo sin riesgo.

La empresa Delta Finanzas S.A. ha utilizado para el cálculo del rendimiento libre de riesgo, un bono emitido por el Tesoro de los Estados Unidos de Norteamérica, con un plazo similar al

intervalo de tiempo que resta para la finalización de las Licencias de distribución y transporte de gas, cuyo año es 2027. El motivo por el cual utiliza esta duración es porque se debe tener en cuenta que *“a) el tipo de inversión objeto del presente trabajo es de largo plazo, y b) el costo de capital se utilizará para determinar las tarifas del próximo quinquenio (impactando de este modo en los flujos proyectados para los próximos cinco años)”*.

Asimismo, en relación con las características del título a elegir, Delta Finanzas S.A. argumentó que era *“más apropiado aplicar un enfoque prospectivo que considere el rendimiento proyectado para el próximo quinquenio del instrumento libre de riesgo seleccionado”*. Por lo tanto, el cálculo está basado en *“el promedio aritmético de los rendimientos proyectados para los próximos cinco años en los títulos a 10 años de plazo emitidos por el Tesoro de USA”*. La tasa utilizada por la empresa Delta Finanzas S.A., es de 3,02%. Dicha tasa es el promedio de los 10y Treasury Notes: 2,30% para 2017; 2,80% para 2018; 3,20% para 2020; y 3,60% para 2021, publicados por la Congressional Budget Office of the Congress of the United States en el mes de agosto de 2016.

9.5. CAPÍTULO 4: PRIMA DE RIESGO PAÍS

La prima de riesgo país que se incluyó en el cálculo mediante la utilización del modelo LOCAL CAPM, tiene como objetivo reflejar las particularidades que tienen los países emergentes, como la Argentina. Los riesgos asociados a una inversión pueden ser *“la alta inflación, crecimiento irregular del PBI, controles sobre los flujos de capital, cambios institucionales, disturbios civiles, cambios en los marcos jurídicos de los contratos y regulaciones, entre otros”*.

La empresa Delta Finanzas S.A. utilizó para el cálculo de la prima de riesgo país el Emerging Market Bond Index (EMBI) elaborado para la República Argentina por el banco de Inversión estadounidense JP Morgan Chase. Dicho indicador mide el diferencial de rendimientos entre títulos de deuda soberana en dólares americanos emitidos por un país emergente y aquellos emitidos por el Tesoro de Estados Unidos. El motivo por el cual la empresa decidió utilizar este indicador es porque *“contempla el cómputo de un conjunto de títulos, lo cual deriva en la utilización de una muestra más significativa”*.

Para determinar la prima de riesgo *“se calculó el promedio del EMBI+Argentina post-acuerdo con los houldouts y el levantamiento de la medida cautelar contra la República Argentina, es decir, el promedio del EMBI+Argentina correspondiente al periodo comprendido entre el día 22 de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016, el cual arroja un valor de 5,01%”*.

9.6. CAPÍTULO 5: PRIMA DE RIESGO DE MERCADO

La prima de riesgo de mercado es el rendimiento por sobre la tasa libre de riesgo que espera un inversor por invertir en un portafolio suficientemente diversificado de activos de riesgo. La empresa Delta Finanzas S.A., informa de los distintos criterios de cálculo y hace un análisis de cada uno de ellos: empleo de promedios históricos versus la estimación a partir de expectativas futuras; y en el caso de la utilización de promedio históricos que criterio utilizar, entre los cuales, se encuentra la elección del cálculo promedio aritmético o geométrico; periodo histórico apropiado; carteta de referencia, entre otros.

El motivo por el cual la empresa eligió la utilización de promedios históricos y no la de expectativas futuras se debe a que esta segunda alternativa es compleja de aplicar. Dado que

resultaría necesario analizar los flujos de fondos de cada una de las empresas que integran la cartera de referencia y calcular los rendimientos esperados de cada empresa; o realizar encuestas, cuyo sesgo subjetivo puede afectar el resultado. Es por ello que se decidió utilizar valores históricos para proyectar rendimientos futuros.

Asimismo, en relación con la elección de la cartera y el activo libre de riesgo, el criterio adoptado por la consultora Delta Finanzas S.A. fue que dado que *“se está introduciendo por separado un rendimiento asociado al riesgo país, resulta posible centrarse en el rendimiento de los activos de riesgo de un mercado internacional (habitualmente se utilizan los rendimientos de los activos de riesgo de Estados Unidos)”*. Señala además que se utiliza comúnmente el índice S&P 500, pues refleja *“apropiadamente la cartera de mercado a la que hace referencia el modelo CAPM”*. No obstante, para la selección del activo libre de riesgo, se decidió utilizar un título emitido por el Tesoro de los Estados Unidos de largo plazo.

En relación con el periodo histórico para calcular la prima de riesgo de mercado, la empresa señala que la literatura económica no existe unanimidad de criterio en cuanto a los plazos. El criterio adoptado por la empresa es que cuando se toman periodos largos *“se incluyen una amplia variedad de contextos económicos y financieros, lo cual es difícilmente contemplado al utilizar periodos cortos”*.

Por lo tanto, la empresa Delta Finanza S.A. utilizó como prima de riesgo de mercado *“el valor determinado por el profesor Aswath Damorodan (...) correspondiente a la diferencia entre el promedio aritmético del rendimiento del índice bursátil S&P durante el periodo comprendido entre los años 1928 y 2015 y el promedio aritmético del rendimiento del bono a 10 años del Tesoro de USA durante igual periodo, diferencial que arroja un valor de 6,18%”*.

9.7. CAPÍTULO 6: NIVEL DE APALANCAMIENTO

El WACC se determina en base al promedio ponderado del costo de financiamiento propio y el costo de financiamiento de terceros. Por lo tanto, para el cálculo del nivel de apalancamiento, se debe determinar el mix de financiamiento adecuado para las Licenciatarias de distribución y transporte de gas.

La consultora decidió utilizar *“ratios de apalancamiento del 25% para las distribuidoras y del 35% para las transportadoras, es decir proponemos utilizar niveles de ponderadores ‘target’ que se ubican por debajo de los niveles de apalancamiento que utilizan las empresas reguladas prestadoras de servicios públicos en países que presentan un mayor grado de desarrollo económico y estabilidad de precios”*.

9.8. CAPÍTULO 7: COEFICIENTE BETA (B)

El coeficiente Beta estima la sensibilidad de los títulos de una cartera diversificada en relación a los movimientos de mercado. Se considera que el Beta apalancado (β_L) de un activo captura los riesgos relacionados con el sector que la empresa opera y al apalancamiento operativo y financiero de la empresa.

$$\beta_L = \beta_U + \left(1 + \frac{D}{E} * (1 - t)\right)$$

Donde

- β_L es el beta apalancado
- β_U es el beta sin apalancar (sin considerar el apalancamiento financiero de la empresa)
- t es la alícuota de impuesto a las ganancias
- D el valor de mercado de la deuda de la empresa
- E el valor de mercado de capital propio de la empresa

Para calcular el Beta desapalancado (β_U) la empresa Delta Finanzas S.A. señala que es necesario realizar los siguientes pasos: identificar la industria en la que opera la empresa; seleccionar empresas con cotización pública de acciones y comparables con el tipo de empresa a analizar; calcular el Beta desapalancado individual para cada empresa y luego realizar un promedio ponderado de los Betas sobre la base de sus respectivos valores bursátiles; adicionar si corresponde la prima de riesgo regulatorio; finalmente se debe reapalancar el coeficiente beta desapalancado promedio ajustado por la prima de riesgo regulatorio en función del nivel de endeudamiento previsto para dicho grupo de empresas.

La empresa Delta Finanzas S.A. decidió utilizar para el cálculo de los coeficientes Betas la información de empresas distribuidoras y transportadoras de gas de Estados Unidos. Ello así porque si bien *“la situación ideal consistiría en la utilización de datos propios de las Licenciatarías”* argentinas, no todas las empresas tienen cotización pública, y aquellas que la tienen presentan características de iliquidez tal que registran escasas operaciones de compraventa. Además, la alta volatilidad del mercado accionario luego del año 2002 hace que *“los precios de las acciones no resulten estimadores confiables del riesgo involucrado en el negocio del transporte y distribución de gas natural”*.

Asimismo, la relación con la elección del país y el mercado de referencia a utilizar, la empresa Delta Finanzas S.A., empleó el índice S&P 500 de empresas de Estados Unidos, pues *“no existen evidencias suficientes como para considerar que, para los accionistas de las Licenciatarías, una cartera de activos constituidos por el Merval sea más representativa de su eventual cartera de inversiones que una compuesta por activos del S&P 500”*. La elección de Estados Unidos y no de Reino Unido, que también tiene un sistema de regulación basado en “rate of return”, estuvo basada en el hecho que para el resto de las variables utilizadas en el modelo CAPM también se utilizan valores del mercado estadounidense.

El sistema price-cap *“involucra teóricamente un mayor riesgo empresario [que el sistema regulatorio ‘rate of return’] ya que la empresa regulada bajo este sistema está presionada a ser eficiente para reducir costos e incrementar consecuentemente su margen de rentabilidad”*. Por lo tanto, Delta Finanzas S.A. decidió ajustar los Betas *“por un rango de coeficientes de entre 0.20 y 0.3”*.

Por lo tanto, la consultora para realizar el cálculo de las empresas de distribución y transporte sugirió el siguiente procedimiento:

- *Considerar una muestra de cinco empresas distribuidoras de gas natural de USA*
- *Calcular los coeficientes Betas desapalancados de cada distribuidora.*
- *Determinar un coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA.*

- *Ajustar el coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA adicionándole el diferencial de riesgo regulatorio entre los sistemas “price-cap” y “rate of return”, dado que en Estados Unidos se utiliza el segundo y en nuestro país el primero.*
- *Reapalancar el coeficiente Beta promedio ponderado ajustado por riesgo regulatorio utilizando los coeficientes D/E que surgen de los niveles de apalancamiento seleccionados como ponderadores para las empresas distribuidoras y transportadoras de la República Argentina”.*

Los resultados obtenidos de dicho procedimiento fueron:

- *Se calculó el coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA en un valor de 0,40*
- *Se adicionó un valor de 0,28 correspondiente al diferencial de riesgo regulatorio entre los sistemas “price-cap” y “rate of return”.*
- *Se determinó un coeficiente Beta ajustado por riesgo regulatorio de 0,68 para las empresas distribuidoras y transportadoras de gas de USA.*
- *Se reapalancó el coeficiente Beta ajustado por riesgo regulatorio utilizando un coeficiente D/E de 33,33% para las distribuidoras (ratio de apalancamiento objetivo de 25%) y un coeficiente D/E de 53,85% para las transportadoras (ratio de apalancamiento objetivo de 35%)*
- *Se obtuvieron coeficientes Betas apalancados de 0,83 para las empresas de distribución de gas y 0.92 para las empresas de transporte de gas.*

9.9. CAPÍTULO 8: COSTO DEL ENDEUDAMIENTO FINANCIERO (KD)

Para el cálculo del costo de endeudamiento financiero la empresa Delta Finanzas S.A. determinó que debía realizarse “sobre la base de los rendimientos nominales de una cartera de bonos corporativos emitidos en USD por empresas americanas prestadoras de servicios públicos”. Con el objetivo de realizar dicho cálculo, se seleccionaron los rendimientos emitidos por empresas estadounidenses pertenecientes al sector “Gas Utility – Local distribution” para el caso de distribución y aquellas de “Gas Utility – Pipelines” para el caso de las empresas transportadoras de gas.

En una segunda instancia se aplicó un filtro para considerar “exclusivamente los instrumentos de deuda que tuvieran una modified duration (MOdD) de +/-1 año respecto de la modified duration del título emitido por el Tesoro de USA utilizado para medir el rendimiento libre de riesgo”. Obteniendo como resultado 41 instrumentos de riesgo, de una población de 674 mil observaciones.

El resultado del cálculo del costo de endeudamiento financiero (K_D) antes de impuestos, utilizando los instrumentos de deuda de las empresas transportistas y distribuidoras norteamericana adicionado la prima de riesgo país (PRP) calculada para la República Argentina, es de 9,29% anual.

9.10. CAPÍTULO 9: CONVERSIÓN DEL WACC NOMINAL EN DÓLARES A WACC REAL EN PESOS

Para realizar la conversión del WACC nominal en dólares a WACC real en pesos, se realizan dos cálculos, el primero la transformación del WACC nominal en dólares a WACC nominal en pesos, y posteriormente se transforma a WACC real en pesos.

Se aplica la siguiente equivalencia “*el diferencial de tasas de interés entre dos países es igual al diferencial esperado de sus tasas de inflación*” para la conversión de WACC nominal en dólares a pesos.

$$(1 + \gamma_{ARG}) = (1 + \gamma_{USA}) * (1 + \pi_{ARG}) / (1 + \pi_{USA})$$

Donde

- γ_{ARG} es la tasa de interés en pesos en Argentina
- γ_{USA} es la tasa de interés en dólares en Estados Unidos
- π_{ARG} es la inflación esperada en Argentina
- π_{USA} es la inflación esperada en Estados Unidos

Para la tasa de inflación argentina se utilizaron las proyecciones realizadas en Proyecto de Ley del Presupuesto de la Administración Pública Nacional para el ejercicio fiscal del año 2017. Para determinar el valor quinquenal, coincidente con el plazo de la RTI, se calculó “*el promedio del deflactor de PBI proyectado para el trienio 2017-2019, el cual arrojó un valor de 14,07% anual*”.

Para el caso del cálculo de la tasa de inflación estadounidense se utilizaron las proyecciones del Congressional Budget Office del Congress of the United States. Obteniendo un 1,86% anual para el quinquenio 2017-2021.

Para realizar el segundo paso de conversión de WACC nominal en pesos a WACC real en pesos, se debe sustraer el efecto de la variación nominal de precios. Para ello se aplicó la formula Fischer:

$$WACC_{REAL\$ARG} = (WACC_{NOMINAL\$ARG} - \pi_{ARG}) / (1 + \pi_{ARG})$$

Lo que arroja un resultado de una tasa WACC real en pesos de 9,33% para las distribuidoras y 8,99% para las transportistas de gas.

9.11. CUADRO RESUMEN

A continuación, se presenta el siguiente cuadro resumen de los cálculos elaborados por la empresa Delta Finanzas S.A. a lo largo de informe:

CÁLCULO DEL WACC	DISTRIBUIDORAS DE GAS	TRANSPORTADORAS DE GAS
Tasa libre de riesgo	3,02%	3,02%
Prima de riesgo de mercado	6,18%	6,18%
Prima por riesgo regulatorio	0.28	0.28

CÁLCULO DEL WACC	DISTRIBUIDORAS DE GAS	TRANSPORTADORAS DE GAS
Prima riesgo país	5,01%	5,01%
Deuda/Equity	0,25	0,35
β comparable desapalancada	0,40	0,40
Diferencial compensatorio de sistema regulatorio	0,28	0,28
β desapalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,68	0,68
β apalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,83	0,92
K_E – Costo del Equity	13,14%	13,70
Alícuota impositiva	35%	35%
Costo de la deuda financiera (Neta)	6,04%	6,04%
K_D Costo de la deuda financiera	9,29%	9,29%
Inflación Argentina	14,07%	14,07%
Inflación Estados Unidos	1,86%	1,86%
WACC nominal en pesos argentinos	24,71%	24,33%
WACC real en pesos argentinos	9,33%	8,99%

10. ANALISIS DE LOS CÁLCULOS ALTERNATIVOS

Al igual que en el caso del cálculo de Delta Finanzas S.A, los cálculos de RG Consultores y de los profesores de la Escuela de Negocios IAE se llevaron adelante utilizando la metodología WACC. Antes de proceder a la comparación de los mencionados cálculos, se presentan concisamente los supuestos y la metodología utilizada en los cálculos realizados por RG Consultores (para el sector de transporte de gas) y por los profesores de la Escuela de Negocios IAE (para el sector de distribución del gas).

10.1. ESTRUCTURA DEL INFORME DE RG CONSULTORES

El informe comparte con el de Delta Finanzas S.A una estructura similar. En lo que respecta al cálculo del costo de capital, las secciones son las siguientes:

1. Tasa libre de riesgo.
2. Prima de riesgo-país.
3. Prima de riesgo de mercado.
4. Coeficiente Beta.
5. Costo del endeudamiento financiero.
6. Estructura de capital.
7. Tasa esperada de inflación US.
8. Síntesis de la propuesta.

10.1.1. TASA LIBRE DE RIESGO.

Siguiendo las prácticas usuales a nivel internacional, se utiliza como tasa libre de riesgo un bono representativo del Tesoro de los Estados Unidos. En este sentido, se debe determinar qué se entiende como representativo. En particular, se debe determinar cuál será el plazo de vencimiento del bono a elegir, si se utilizaran valores actuales o promedios históricos y, en este último caso, cuál será el período de tiempo sobre el cual se calculará el promedio histórico.

RG consultores presenta los casos de diversos reguladores, concluyendo que en ningún caso se han usado como referencia *T-Bonds* con una *maturity* menor a los diez años. Asimismo, se opta por calcular el promedio histórico del rendimiento del bono para un período de diez años, de modo de ser consistentes con el plazo del bono elegido.

RG consultores desaconseja la utilización de valores actuales debido a que, más allá de representar de manera más precisa el contexto en que la empresa que decide invertir enfrenta en el presente, puede estar influenciado por eventos particulares no representativos de la variable en el mediano y largo plazo.

La elección resulta en una tasa libre de riesgo del 3%.

10.1.2. PRIMA DE RIESGO-PAÍS.

El informe utiliza como indicador de Riesgo-País el *Emerging Market Bond Index (EMBI)*. El criterio utilizado consiste en el cálculo del promedio histórico para los últimos diez años, manteniendo consistencia con el horizonte temporal usado para el cálculo de la tasa libre de riesgo. Cabe destacar que se procedió a eliminar del cálculo los años considerados de alto riesgo, limitando el cálculo a los años posteriores a la restructuración de la deuda de 2005 y estableciendo un límite superior para el cálculo en 1.110,41 puntos.

La elección resulta en una prima de riesgo país de 6.86%. De no eliminar los años de alto riesgo la prima sería sustancialmente superior (alrededor de 8%).

10.1.3. PRIMA DE RIESGO DE MERCADO.

La prima de riesgo de mercado representa la expectativa de rendimiento que tiene el inversor por sobre la tasa libre de riesgo al invertir en una cartera de activos diversificada. Al igual que en el caso de la tasa libre de riesgo, se debe definir, para su cálculo, entre la utilización de promedios

históricos o expectativas futuras, el índice de referencia a usar (MERVAL, S&P 500, etc.), la aplicación de promedios aritméticos o geométricos, el período histórico a considerar y el activo libre de riesgo.

RG consultores afirma que las expectativas futuras son difíciles de estimar y, tal como se expone en el informe *“por esta razón, priorizando la practicidad, existe un consenso en la utilización del promedio de rendimiento históricos”*.

Asimismo, siguiendo las prácticas típicas en el sector, se utiliza como referencia el índice S&P 500, considerado como altamente diversificado.

Finalmente, siguiendo el trabajo de Morin (1994), se asume como la práctica correcta tomar el promedio para el período de tiempo más extenso para el cual exista información disponible. Esta tasa, calculada para el período 1928-2015, fue de 11.41%.

La elección, luego de descontar la tasa libre de riesgo calculada en el mismo informe (3%), resultó en una tasa de 8.41%.

10.1.4. COEFICIENTE BETA.

El beta es una medida de sensibilidad del activo en consideración respecto a las variaciones del rendimiento de mercado. Para calcular el beta, RG consultores procede aplicando la metodología usual en la literatura. En particular, primero calcula un beta desapalancado que permita identificar el riesgo de la empresa a nivel operativo. Luego, teniendo en cuenta la estructura de financiamiento de la empresa y con el objetivo de incluir en el cálculo el costo de financiamiento, se calcula un beta reapalancado.

La propuesta consistió en:

- Calcular un beta desapalancado para una muestra de transportadoras de gas de USA, cuyo resultado se ubicó en 0,415.
- Adicionar un riesgo regulatorio para el sector de 0,25.
- Calcular un índice de apalancamiento de 20%, alcanzando un beta apalancado de 0.773.

Estos resultados son comparados en el informe de RG Consultores con los calculados para el ENARGAS en el año 2009. Estos cálculos daban cuenta de un beta apalancado de 0,57 para el sector transporte y 0,75 para el sector distribución.

El informe de RG Consultores, se evidencia, propone la utilización de un beta apalancado 0,203 superior al calculado por el ENARGAS en el 2009.

10.1.5. COSTO DEL ENDEUDAMIENTO FINANCIERO.

El costo del endeudamiento se calcula sumando la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo-país y el spread corporativo. En consecuencia, en base a un cálculo de un spread de riesgo corporativo para el sector de un 1%, se llega a una tasa de endeudamiento de 10,86% (3% + 6,86% + 1%).

10.1.6. ESTRUCTURA DE CAPITAL.

Conocer la estructura del capital resulta fundamental para determinar la participación del capital de terceros y el capital propio en la financiación de los activos que posee la empresa y del plan de inversiones.

La estructura óptima es definida en la literatura como aquella que permite minimizar el costo del capital. Se traza como una estructura objetivo, dado que generalmente ninguna empresa opera exactamente bajo una estructura óptima.

El cálculo de la estructura óptima para otros países latinoamericanos y desarrollados ubica el nivel de deuda siempre por encima del 44%. Argentina, en tanto, dado su historial de crisis recurrentes, baja profundidad del sistema financiero y bajo desarrollo del mercado de capitales, pareciera encontrarse lejos de esos valores. Por ello, realizando un supuesto conservador, RG Consultores asume un valor máximo de 35% a alcanzarse en un plazo de cinco años, con un promedio para el período de cálculo de 20%.

10.1.7. TASA ESPERADA DE INFLACIÓN US.

La tasa de inflación es calculada promediando, por un lado, las estimaciones de la Reserva Federal, el Banco Mundial y consultoras privadas y, por otro, la tasa de inflación implícita para los *T-Bonds* a diez años de duración del Tesoro de los Estados Unidos.

El cálculo resulta en una inflación esperada de 1,69%.

10.1.8. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA.

A continuación, se presenta el siguiente cuadro resumen de los cálculos elaborados por la empresa RG Consultores. a lo largo de informe:

Tabla 1: Propuesta RG Consultores

CÁLCULO DEL WACC	TRANSPORTADORAS DE GAS
Tasa libre de riesgo	3,0%
Prima de riesgo de mercado	8,41%
Prima por riesgo regulatorio	0.25
Prima riesgo país	6,86%
Deuda/Equity	0,20
β comparable desapalancada	0,415
Diferencial compensatorio de sistema regulatorio	

β desapalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,665
β apalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,773
K_E – Costo del Equity	16,37
Alícuota impositiva	35%
Costo de la deuda financiera (Neta)	7,06%
K_D Costo de la deuda financiera	10,86%
Inflación Argentina	
Inflación Estados Unidos	1,69%
WACC nominal en pesos argentinos	
WACC real en pesos argentinos	12,59%

10.2. ESTRUCTURA DEL INFORME DEL IAE – UNIVERSIDAD AUSTRAL

El informe de Escuela de Negocios IAE de la Universidad Austral Argentina presenta una crítica al Informe de Delta Finanzas S.A y una propuesta alternativa al cálculo del costo de capital para las distribuidoras de gas de la República Argentina.

10.2.1. RESUMEN DE LA OPINIÓN DEL IAE SOBRE INFORME DE DELTA FINANZAS

El informe del IAE considera que “*el modelo empleado por DELTA FINANZAS para estimar el costo de capital es el adecuado y el que emplean en su gran mayoría los entes reguladores. En especial, el modelo Capital Asset Pricing Model que emplea DELTA FINANZAS para estimar el costo del capital de los accionistas es adecuado y empleado en su gran mayoría por los entes reguladores.*” Sin embargo, el informe considera que los cálculos realizado por Delta Finanzas S.A. no fueron los adecuados, dado que no representan correctamente el costo de capital para las distribuidoras de gas natural.

Las críticas del Informe del IAE son las siguientes:

- “*El uso de una estructura de capital promedio de la industria o una estructura objetivo, si fuere razonablemente similar a la observada en promedio, es un criterio adecuado para reflejar la estructura de endeudamiento en la estimación del costo de capital. DELTA FINANZAS propone usar una estructura objetivo promedio del 25%, pero ese valor está*

bastante alejado del valor medio de la industria". El IAE estima que los valores son menores al porcentaje calculado por DELTA.

- *"DELTA FINANZAS sugiere estimar el costo de la deuda a partir de la información de empresas americanas. Si bien este es el procedimiento habitual para el cómputo del costo del capital propio, no es el camino óptimo para el cómputo del costo de la deuda. (...) En el caso del costo de la deuda, por el contrario, sí existe información relevante en el mercado local. En este caso particular, contamos con información de retornos de deuda en dólares para empresas comparables, esto es, para empresas de servicios públicos que tienen títulos en dólares emitidos y comercializados en el mercado local. La tasa de retorno de estos bonos es un proxy más realista del costo de la deuda de las Licenciatarias."*
- *"Estamos de acuerdo con DELTA FINANZAS en modo de estimar la prima de mercado. Sin embargo, a pesar de indicar que lo adecuado es utilizar la serie de Ibbotson que comienza en 1926, basan sus cálculos en la serie de Damodaran que comienza en 1928". Es decir, consideran que aplicaron erróneamente la serie y que debería corregirse.*
- *"DELTA FINANZAS computa la beta siguiendo una metodología convencional (...), pero aplica la metodología de una manera en parte arbitraria y en parte equivocada. Es parcialmente equivocada, porque pondera la beta de las empresas seleccionadas en función del nivel de capitalización bursátil, lo que pone un mayor peso en el valor de la empresa más grande- que resultaría ser la menos comparable con el tamaño de las empresas Licenciataria, significativamente menores. El cómputo presentado por el informe de DELTA FINANZAS no hace clara mención de la fuente (fecha, periodo y frecuencia de la información base) lo que no permite corroborar valores." El IAE argumenta que la empresa Delta Finanzas S.A. opta por cinco (5) empresas de Estados Unidos, sin determinar el motivo por el cual las selecciona. La propuesta del IAE, incluye las empresas seleccionadas, pero agrega otras cuatro que son incluidas en el proceso de revisión tarifaria para el Estado de New Jersey.*
- *"La afirmación de DELTA FINANZAS de que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, y que por lo tanto la beta de los activos debe ser corregida con criterios similares a los que se hubieran adoptado en ausencia de la expropiación administrativa ocurrida desde 2002, es inadecuada. En nuestra opinión, esa expresión menosprecia la magnitud del riesgo regulatorio que ha experimentado y enfrenta la industria (...)." El informe del IAE considera que el riesgo regulatorio es significativo y que en el país se ha incrementado sostenidamente en los últimos 15 años. Argumenta que, a pesar de la buena voluntad de negociación entre los entes reguladores y las empresas, no siempre es posible salir inalterado de una crisis económica como la ocurrida en 2001 en Argentina.*
- *"El informe de DELTA FINANZAS introduce adecuadamente el riesgo país en la estimación del costo de capital para reflejar riesgos vinculados a la situación macroeconómica y política del país. Sin embargo, (...) debe realizarse una corrección." La crítica del IAE reside en que el riesgo país no impacta de manera igual para todos los sectores. Por ejemplo, luego de la crisis del 2001, las empresas agropecuarias experimentaron un desempeño superior a los años anteriores de la crisis, mientras que otros sectores se han visto severamente perjudicados. Dado que las tarifas de las*

distribuidoras de gas fueron “*pesificadas y virtualmente congeladas*”, se convirtió en uno de los sectores más afectados.

- “Coincidimos con DELTA FINANZAS en la necesidad de utilizar una tasa real en pesos. Sin embargo, los cálculos que realiza permiten obtener una tasa real en dólares. (...) en los mercados emergentes existe el denominado peso problema que implica una prima por riesgo devaluatorio. Por distorsiones existentes en el mercado actual nuestro informe no incluye una estimación de esta prima, pero queremos dejar sentada la omisión en la que incurre DELTA FINANZAS (...) DELTA FINANZAS estima la tasa real utilizando innecesariamente la inflación de Argentina. Esto puede llevar a confusiones y a pensar que se ofrece una tasa nominal en pesos válida. Consideramos que debido a la incertidumbre actual sobre la inflación se hace imposible estimar adecuadamente una tasa nominal en pesos. De ahí que nuestra recomendación sea utilizar una tasa real en pesos para descontar unos flujos en moneda constante pero que incluyan la variación de los precios relativos”. Lo que propone el IAE es que se reconozca la existencia del “*peso problem*” y por ende la necesidad cálculo de la prima por riesgo devaluatorio en el momento que pueda calcularse dadas las restricciones existentes al momento del Informe del IAE.

10.2.2. PROPUESTA DEL IAE PARA EL CÁLCULO DEL WACC

10.2.2.1. LA ESTRUCTURA DE CAPITAL

El Informe del IAE realiza un estudio comparativo de los niveles de endeudamiento de las empresas de la región, arribando a la conclusión que “*las empresas de distribución de gas natural que enfrentan regulación price cap adoptan una estructura de financiamiento en la que la deuda representa entre el 20% y el 30% total del capital*”. Como ejemplo toma la empresa ComGAS de Sao Pablo (Brasil), GasNatural ESP de Bogotá (Colombia) y Metrogas de Santiago de Chile (Chile). El IAE argumenta que, dado que el escenario económico que enfrentan las distribuidoras de gas en Argentina es más inestable y volátil, debe considerarse que “*la estructura de endeudamiento financieros de las empresas sea menor*”. Pues las condiciones económicas inestables afectan la capacidad de endeudamiento.

Por lo tanto, la propuesta del IAE, sugiere que “*la estructura de capital debe aproximarse en los próximos años a niveles que se acerquen al piso de los valores observados en otros mercados*”. Proponiendo que la estructura sea la siguiente:

Año	Deuda	Capital
2017	0%	100%
2018	5%	95%
2019	10%	90%
2020	15%	85%
2021	20%	80%

10.2.2.2. COSTO DE LA DEUDA

El cómputo del WACC requiere ponderar el costo total del capital propio y el costo de la deuda. La crítica del Informe del IAE al de Delta Finanzas S.A. reside en que ésta estima el costo de la deuda a partir de la información de empresas norteamericanas. Sin embargo, el IAE considera que ello se puede calcular utilizando información de empresas de servicios públicos argentinos que tienen títulos en dólares emitidos y que son comercializados en el mercado financiero local. El informe del IAE, expone que, a diciembre de 2015, las empresas que tenían bonos emitidos en dólares en la plaza local eran Metrogas, Transportadora Gas del Sur, Transener (la mayor empresa transportadora de energía eléctrica del país) y Edenor (empresa de distribución de electricidad del país), cuyos vencimientos eran entre 2018 y 2022.

Calculando el rendimiento al vencimiento de los bonos de las empresas mencionadas, se obtiene una tasa interna de retorno (TIR) en promedio de 10,62%. Por lo tanto, el valor sugerido por el IAE para emplear la estimación de costo de capital es 10,62%.

10.2.2.3. LA TASA LIBRE DE RIESGO

La tasa libre de riesgo representa el costo de oportunidad que debe afrontar el inversor al momento de tomar una decisión de inversión. El IAE, argumenta que *“el computo correcto de una medida de costo de oportunidad real implica adoptar la tasa spot del correspondiente bono al momento de realizar la inversión”*. El IAE para realizar el cálculo del rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos han *“acudido a los rendimientos de los bonos cupón cero con vencimiento en diez años”*. Cuyo valor a fin de diciembre de 2015 era de 2,38%, por lo que esa es la tasa que el IAE sugiere.

10.2.2.4. LA PRIMA POR RIESGO DE MERCADO

El Informe del IAE indica que está de acuerdo con la metodología de cálculo de la prima por riesgo de mercado. Sin embargo, señala que Delta Finanzas S.A. ha indicado correctamente que el cálculo debía hacerse con la serie de Ibbotson que comienza en 1926, y finalmente la ha realizado con la serie de datos de Damodaran que comienza en 1928. Por lo que es algo que debe corregirse. La prima por riesgo de mercado calculado utilizando este cálculo es de 6,9%, diferente a la de Delta Finanzas que es 6,18%.

10.2.2.5. EL PARÁMETRO BETA Y EL AJUSTE POR DIFERENCIAS EN LA REGULACIÓN

El IAE se ha basado en un estudio de Paul Maul del año 2013, quien estima los parámetros betas para nueve (9) empresas distribuidoras de gas Nueva Jersey en los Estados Unidos, para el periodo comprendido entre 2008 y 2012. Según este informe las betas de las empresas es de 0,68, y la beta desapalancada es de 0,5. El IAE actualiza la información de los retornos semanales para los últimos cinco años, obteniendo un beta promedio para el grupo de las empresas distribuidoras de 0,561. En el cálculo de estas empresas están incluidas las empresas seleccionadas por Delta Finanzas S.A.

Sin embargo, en este cálculo no está considerado el riesgo país, pues en el caso norteamericano el mismo es considerado cero. El IAE considera una prima de riesgo por sistema regulatorio del

0,488, la cual ellos la *“estiman conservadora”*. Obteniéndose un costo de capital de 1,049 para el 0% de apalancamiento. Si se ajusta por el nivel de endeudamiento financiero que enfrentan las empresas, que el IAE estableció en un 20% y por la alícuota del impuesto a las ganancias del 35%, se obtiene una beta de 1,157. Es decir, con un 20% se obtiene un beta de 1,157.

10.2.2.6. LA PRIMA DE RIESGO PAÍS.

El informe del IAE para calcular los valores de los bonos soberanos, Emerging Market Bond Index del banco JP Morgan, utiliza el *“promedio de los valores obtenidos a lo largo del mes de diciembre, obteniendo el valor de 478 bps”*. La justificación del IAE en relación con plazo considerado es justificada de la siguiente manera: *“para estimar el riesgo país en la situación actual, deberíamos tomar el valor del día que se estima el costo de capital”*.

Sin embargo, el análisis que realiza el IAE sostiene que *“el riesgo país de la industria de la distribución de gas en Argentina es mayor que el riesgo país de los bonos soberanos”*, debiéndose entonces calcular adicionalmente la prima de riesgo específica para la industria. Para calcular esto, se utilizó el bono Discount 2033 en dólares y una simulación Montecarlo para calcular la probabilidad de default implícita y luego calcular el valor de recupero del bono. Como se resultó, se obtuvieron 82 puntos básicos de diferencia entre el riesgo país de los bonos soberanos y el riesgo país de las distribuidoras de gas argentinas. Por ende, la prima del riesgo país calculada por el IAE es de 560 puntos básicos.

10.2.2.7. CONVERSIÓN DE UNA TASA NOMINAL EN DÓLARES A UNA TASA REAL EN PESOS

Luego de la obtención del WACC nominal en dólares es necesario obtener el WACC real en dólares. El informe del IAE realiza dicho cálculo mediante la *“estimación del promedio de inflación esperado para los próximos 10 años”*, utilizando la TIR de los bonos a 10 años del Tesoro de los Estados Unidos ajustados por inflación. El cálculo del IAE arroja que *“al 31 de diciembre de 2015 los bonos de 10 años tenían una TIR de 2,27% mientras que los ajustados por inflación arrojaban una TIR de 0,77%”*, lo cual estima una inflación esperada para los próximos 10 años de 1.49%.

El Informe del IAE sostiene que *“debido a la incertidumbre actual sobre la inflación se hace imposible estimar adecuadamente una tasa nominal en pesos”*. Este problema también es denominado como *“peso problem”*, por la existencia de la prima de riesgo devaluatorio, que *“no es otra cosa que el diferencial entre una tasa real en dólares y una tasa real equivalente en pesos”*. Para estimar la prima por riesgo devaluatorio el IAE a utilizado el bono Discount 2033, que tiene una emisión en pesos argentino y la otra en dólares. El bono en pesos es ajustado por inflación, por lo que es una tasa real en pesos, mientras que el bono en dólares es una tasa nominal en dólares, que ajustado por la inflación de Estados Unidos arroja la tasa real en dólares. La diferencia entre la tasa real en pesos y en dólares del bono arroja la prima de riesgo. Sin embargo, el IAE no ha podido calcularlo han existido distorsiones que no permiten utilizar datos previos al 2015, pero resalta la importancia de poder incorporar esto al cálculo una vez que sea posible.

El IAE sostiene que se debe hacer un cálculo del WACC en dólares y no en pesos porque ello *“producirá una pérdida en las Licenciatarias”*, siendo que esta *“pérdida se puede compensar, aunque no totalmente, realizando un ajuste de los ingresos de cada periodo, teniendo en cuenta*

la inflación esperada, y ajustando la ase de capital por inflación al finalizar la concesión". Por lo tanto el WACC que calcula es en dólares.

El WACC en dólares estimado por el IAE para las empresas distribuidoras de gas de Argentina se encuentra dentro del rango 12,47% y 13,52%, según su nivel de endeudamiento.

10.2.2.8. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA.

A continuación, se presenta el siguiente cuadro resumen de los cálculos elaborados por el IAE a lo largo de informe:

Tabla 2: Propuesta IAE

CÁLCULO DEL WACC	TRANSPORTADORAS DE GAS
Tasa libre de riesgo	2,38%
Prima de riesgo de mercado	6,9%
Prima por riesgo regulatorio	0.488
Prima riesgo país	5.60%
Deuda/Equity	0,20 (máximo)
β comparable desapalancada	0,561
Diferencial compensatorio de sistema regulatorio	0,488
β desapalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	1,049
β apalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	1,157
K_E – Costo del Equity	15,22%/15,96%
Alícuota impositiva	35%
Costo de la deuda financiera (Neta)	6.90%
K_D Costo de la deuda financiera	10,62%
Inflación Argentina	
Inflación Estados Unidos	1,49%
WACC nominal USD	15,22%/14,15%
WACC real en USD	13.52%/12.47%

11. COMPARACION

La aplicación de esta metodología y supuestos particulares realizados en cada cálculo permiten arribar a los cálculos de la WACC presentes en el expediente N° 30.194 del ENARGAS, resumidos en el siguiente cuadro:

Tabla 3: Resumen del cálculo WACC según las distintas consultoras

CÁLCULO DEL WACC	DELTA FINANZAS S.A.		RG CONSULTORES	IAE- UNIVERSIDAD AUSTRAL
	DISTRIBUIDORAS DE GAS	TRANSPORTADORAS DE GAS	TRANSPORTADORAS DE GAS	DISTRIBUIDORA DE GAS
Tasa libre de riesgo	3,02%	3,02%	3,0%	2,38%
Prima de riesgo de mercado	6,18%	6,18%	8,41%	6,9%
Prima por riesgo regulatorio	0.28	0.28	0.25	0.488
Prima riesgo país	5,01%	5,01%	6,86%	5.60%
Deuda/Equity	0,25	0,35	0,20	0,20
β comparable desapalancada	0,40	0,40	0,415	0,561
Diferencial compensatorio de sistema regulatorio	0,28	0,28	0,25	0,488
β desapalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,68	0,68	0,665	1,049
β apalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,83	0,92	0,773	1,157
K_E – Costo del Equity	13,14%	13,70%	16,37%	15,22%/15,96%
Alícuota impositiva	35%	35%	35%	35%

CÁLCULO DEL WACC	DELTA FINANZAS S.A.		RG CONSULTORES	IAE- UNIVERSIDAD AUSTRAL
	DISTRIBUIDORAS DE GAS	TRANSPORTADORAS DE GAS	TRANSPORTADORAS DE GAS	DISTRIBUIDORA DE GAS
Costo de la deuda financiera (Neta)	6,04%	6,04%	7,06%	6.90%
K_D Costo de la deuda financiera	9,29%	9,29%	10,86%	10,62%
Inflación Argentina	14,07%	14,07%		
Inflación Estados Unidos	1,86%	1,86%	1,69%	1,49%
WACC nominal en pesos argentinos	24,71%	24,33%		15,22%/14,15% (en USD)
WACC real en pesos argentinos	9,33%	8,99%	12,59%	13.52%/12.47% (en USD)

El cuadro precedente resume los resultados de aplicar la metodología WACC para el cálculo del costo de capital llevado adelante por Delta Finanzas S.A, RG Consultores y los profesores de la escuela de negocios IAE de la Universidad Austral. Aplicando la misma metodología, sin embargo, han arribado a cálculos diversos, con un costo del capital para el sector distribución oscilando entre el 9.33% estimado por Delta Finanzas S.A a un valor superior al 12% estimado por los profesores del IAE.

Las principales diferencias podrían resumirse, para cada uno de los valores asumidos para cada parámetro, de la siguiente manera:

- Tasa libre de riesgo:** se asume una tasa mayor en el cálculo de Delta Finanzas S.A. La tasa se estima en 3.02% contra el 2.38% asumido en el cálculo de los profesores del IAE. El cálculo de Delta Finanzas S.A se realizó en base a las proyecciones para el período 2017-2021 reportadas por la oficina de presupuesto de los Estados Unidos, mientras que el IAE realizó el cálculo tomando el rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos, cuyo valor a diciembre de 2015 era de 2,38%.
- Prima de riesgo de mercado:** La prima de riesgo de mercado asciende a 6.18% en el cálculo de Delta Finanzas S.A contra un 6.90% en el caso del cálculo del IAE. En ambos casos se usa la misma metodología, excepto que Delta Finanzas toma como plazo de análisis el período 1928-2015 y la serie de Damoradan (2015), mientras que el IAE utiliza la serie Ibboston para el período 1926-2015. En el caso de RG Consultores, el valor calculado es

8,41%, debido a que también calcula el promedio para el período 1928-2015 (11,41%) del cual sustrae la tasa libre de riesgo (3%). La diferencia entre Delta Finanzas S.A y RG Consultores (ambos usan la misma serie), radica en que la primera sustrae una tasa libre de riesgo de 5,23%, que constituye el promedio del retorno de un T-Bond a diez años para el período bajo análisis.

- c. **Prima por riesgo regulatorio:** La prima de riesgo regulatorio calculado por Delta Finanzas S.A fue de 0,28, alrededor de un 60% menor al cálculo del IAE, que fue 0,488. El argumento utilizado por el IAE es que existe un gran riesgo regulatorio e institucional en Argentina, especialmente luego de lo ocurrido en el año 2001. RG Consultores, en tanto, asume un riesgo regulatorio de 0,25 y, aún suponiendo que el riesgo regulatorio de las empresas transportistas es superior al de las distribuidoras, llega a un coeficiente de riesgo regulatorio menor al de Delta Finanzas S.A y al del IAE.
- d. **Prima riesgo país:** Delta Finanzas asume una prima de 5.01%, 0.59% menos que el que asumen los profesores del IAE. El cálculo que realiza el IAE calcula el riesgo país utilizando los valores del Emerging Market Bond Index (EMBI) correspondientes al mes diciembre de 2015, adicionando una la prima de riesgo específica para la industria. Mientras que Delta Finanzas S.A. calculó el promedio del EMBI+Argentina correspondiente al periodo comprendido entre el día 22 de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016. Es decir, ambas coinciden en la metodología de cálculo, sin embargo, toman diferentes períodos y realizan un ajuste distinto para dar cuenta de las especificidades argentinas. En el caso de RG Consultores, la prima riesgo país fue superior a los anteriormente mencionadas, obteniendo un valor de 6,86%. El motivo reside en que el período utilizado como base para el cálculo, que se extendió entre 2005 y 2015, filtrando los años de riesgo superior a los 1110.41 puntos.
- e. **Deuda/Equity:** Delta Finanzas S.A asume un ratio de 0,25 para las distribuidoras y 0,35 para las transportistas contra un ratio máximo de 0,20 que se asume en el informe del IAE y de 0,20 promedio en el caso de RG consultores.
- f. **Beta apalancada con ajuste de riesgo regulatorio:** El cálculo de la beta apalancada comparable con ajuste regulatorio fue menor en el cálculo de Delta Finanzas S.A en relación con el del IAE, 1.16 vs. 0.83. En ambos casos cálculo de la beta se basan en el cálculo de betas existentes para un grupo de empresas distribuidoras de Estados Unidos. En el caso de Delta, se eligieron 5 empresas y en el caso del IAE se eligieron 9 empresas. El resultado fue que el cálculo de los betas fue de 0,4 para Delta Finanzas y de 0,561 para el IAE. Una de las grandes diferencias en el cálculo de la beta desapalancada fue el cálculo del riesgo regulatorio, anteriormente explicado. En el caso de Delta fue de 0,28 y en el caso del IAE fue de 0.488. Para el cálculo de la beta apalancada se tomaron los valores de Deuda/Equity expuestos en el punto anterior, obteniéndose así las diferentes betas. En el caso de RG consultores, la beta apalancada con ajuste de riesgo regulatorio calculada fue menor, fundamentalmente debido al menor riesgo regulatorio asumido (0,25).
- g. **Costo de la Deuda:** Delta Finanzas S.A asume una tasa de 6,04% contra una tasa de 6,9% que se asume en el informe de los profesores del IAE.
- h. **Inflación US:** Se asume una tasa mayor en el cálculo de Delta Finanzas S.A (1.86% contra 1.49%). Delta Finanzas S.A. utilizó para su cálculo las proyecciones del Congressional Budget Office del Congress of the United States del quinquenio 2017-2021. Mientras que el

IAE calculó la TIR de los bonos a 10 años del Tesoro de los Estados Unidos ajustados por inflación al 31 de diciembre de 2015. RG consultores, por su parte, realizó un promedio las estimaciones de inflación de la Reserva Federal, diversos organismos públicos y consultoras privadas y la inflación implícita de los T- Bonds a diez años en diciembre de 2015 (arribando a un 1,69%).

- i. **WACC:** la estimación del WACC real en pesos obtenida por Delta Finanzas S.A es de 9.33% para las empresas distribuidoras y de 8.99% para las empresas transportistas de gas. En el caso de RG consultores, el cálculo del WACC real en pesos fue de 12,59%. Mientras que el informe del IAE, el cálculo del WACC real se realizó en dólares pues se considera que no se puede estimar adecuadamente la inflación para el periodo de la RTI, obteniendo un valor que oscila entre 13.52% y 12.47% para las empresas distribuidoras de gas.

12. CONCLUSIONES

El informe de Delta Finanzas S.A. que fue el utilizado por el ENARGAS para estimar el costo de capital enmarcado en la Revisión Tarifaria Integral III, metodológicamente coincide en muchos puntos del análisis del WACC con el informe del IAE y de RG Consultores.

Entre los supuestos considerados al momento de realizar el cálculo, se destaca:

1. La tasa libre de riesgo utilizada por Delta Finanzas S.A ha supuesto un incremento del cálculo del costo del capital respecto a los otros cálculos presentados.
2. El supuesto utilizado por Delta Finanzas S.A. para el cálculo de la prima de riesgo país ha implicado una reducción en el costo del capital. El criterio adoptado por Delta Finanzas S.A. para el cálculo de la prima de riesgo país está en relación con el periodo histórico en el cual se realiza el informe, que fue abril-septiembre de 2016, cuando las perspectivas económicas del gobierno entrante y el mercado financiero esperaban un crecimiento económico superior a los años anteriores y menor volatilidad macroeconómica. Ex post, la prima de riesgo ha resultado superior a la estimada por Delta Finanzas S.A., pero ello es algo que no era posible estimar al momento del cálculo.
3. Respecto al cálculo de la estructura de endeudamiento financiero, los tres informes estiman un porcentaje que es inferior a la estructura óptica que se adopta en los países desarrollados, donde tal como menciona RG Consultores *“el nivel de deuda siempre está por encima del 44%”*. Ello es así porque la Argentina presenta crisis recurrentes, tiene una baja profundidad del sistema financiero y un bajo desarrollo del mercado de capitales, por lo que estas condiciones económicas afectan la capacidad de endeudamiento de las empresas. Si bien el cálculo de Delta es mayor al del IAE y de RG Consultores, también se encuentra por debajo del de otros países en desarrollo.
4. El costo de la deuda financiera estimado, asimismo, también fue menor en el cálculo de Delta Finanzas S.A, en línea con la baja prima de riesgo país estimada y las posibilidades de toma de deuda previstas a partir del 2016. Esto ha tenido un impacto directo en la reducción del costo del capital, pero un costo mayor tampoco era previsible al momento de realizar el cálculo.

5. El Beta apalancado ajustado con riesgo regulatorio, en el caso de Delta Finanzas S.A., se estima en 0.83. Sin embargo, como se explicaba en el punto e de la sección previa, el valor calculado por el IAE fue sensiblemente mayor, 1.049/1.157, debido a que consideraron un mayor riesgo regulatorio para Argentina relación a otros países de la región. Por su parte, RG consultores lo estimó por debajo de ambos cálculos, en 0,77, debido al bajo coeficiente de riesgo regulatorio asumido y aún afirmando que el riesgo regulatorio es mayor en el caso de las empresas transportistas. Tal como mencionábamos anteriormente, el cálculo de la tasa de riesgo regulatorio calculada por Delta Finanzas S.A utiliza criterios históricos adecuados para este tipo de análisis más allá de obtener resultados menores a los del IAE.
6. En relación con la inflación de US, el informe del IAE y de RG la estiman por debajo del 1,69% y 1,49% respectivamente. El cálculo de Delta Finanzas S.A, en 1,86%, se encuentra en línea con la experiencia histórica y los objetivos de política monetaria trazados por la FED (2%). Sin dudas, el cálculo del IAE tiende a subestimar la tasa de inflación, por lo que el valor asumido por Delta Finanzas S.A se considera adecuado. En efecto, la tasa de inflación de los Estados Unidos ha superado en promedio el 2% durante el trienio 2017-2019.
7. Finalmente, el cálculo del WACC real es necesario realizarlo en pesos tal como lo explicita ENARGAS. Así fue realizado por Delta Finanzas S.A. y RG Consultores, mientras que el IAE lo calculó en dólares. El WACC estimado por Delta Finanzas S.A. se basa en todos los criterios mencionados a lo largo del informe, los cuales se consideran adecuados.

Se debe destacar que, tal como ya se ha expresado previamente, varios de los supuestos de Delta Finanzas S.A que han tendido a reducir el costo del capital no eran estimables al momento de realizar el cálculo, a la vez que, parcialmente, pueden ser compensados por aquellos supuestos que, ex post, han implicado un incremento en el costo del capital (tales como la tasa libre de riesgo o la menor tasa de inflación asumida).

En consecuencia, se puede concluir que el valor del costo del capital estimado por Delta Finanzas S.A se ha calculado de manera adecuada, arribando a una tasa de descuento que surge de la correcta aplicación de la metodología sugerida por la literatura y en base a la información disponible al momento de la realización del mencionado cálculo.

13. DETALLES DE LAS ACTUACIONES DEL EXPEDIENTE-N°30.194: COSTO DEL CAPITAL

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
Cuerpo 1 del Expediente			
1-5	ENARGAS – Gerencia de Desempeño y Economía	Requerimiento de contratación. Se menciona la contratación directa a DELTA Finanzas S.A.	07/09/2016
6-8	Nota ENARGAS N° 09233 a Delta Finanzas S.A	Se envía descripción de tareas y se solicita cotización del trabajo	03/10/2016

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
9-35	Delta Finanzas a ENARGAS	Se envía plazos, cotización (30 días + ARS 170.000+IVA) y forma de pago Se adjunta documentación societaria de la empresa DELTA Finanzas	04/10/2016
36-37	Informe Interno de la Gerencia de Administración ENARGAS – de la Jefa de Compras al Gerente	Se recomienda la contratación directa de DELTA, por una suma de \$205.700	05/10/2016
38-43	Informe al Interventor del ENARGAS recomendando la contratación directa	Resumen de las actuaciones y recomendación de la contratación	05/10/2016
44-49	Resolución ENARGAS N° I/4059	Se adjudica la contratación	13/10/2016
50-55	Email del ENARGAS la empresa DELTA informando de la contratación		13/10/2016
56-77	TGS envía al ENARGAS un Informe sobre la Determinación del costo de capital	Dicho informe contiene un cálculo del costo de capital para la actividad de transporte de gas elaborado por RG consultores	18/10/106
78-117	TGN envía al ENARGAS un Informe sobre la Determinación del costo de capital	Dicho informe contiene un cálculo del costo de capital para la actividad de transporte de gas elaborado por RG consultores	21/10/106
118-165	CADIGAS- informe sobre costo de capital	Se remite un informe elaborado por Profesores de la Escuela de Negocios IAE	24/10/2016
166	Emisión de Orden de compra: Contratación Directa a Delta Finanzas		26/10/2016
167-187	Nota N0-2016-02561515-APN-SSCP#MEM Nota del Subsecretario de Coordinación de Política tarifaria del Ministerio de Energía y Minería al Interventor del ENARGAS	Cálculo preliminar del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC), en relación al sector de Transporte y Distribución de Gas Natural.	25/10/2016
Cuerpo 2 del Expediente			
188-291	Informe Delta Finanzas	Informe final en que se describen y detallan la metodología para la determinación del costo de capital de las licenciatarias de distribución y transporte de gas natural	10/11/2016

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
292-344	Remisión del ENARGAS a GASNEA SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
345-397	Remisión del ENARGAS a Distribuidora de Gas del Centro SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
Cuerpo 3 del Expediente			
398-450	Remisión del ENARGAS a Distribuidora de Gas del Cuyana SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
451-503	Remisión del ENARGAS a Gas Natural BAN SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
504-556	Remisión del ENARGAS a Camuzzi Gas Pampeana SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
557-609	Remisión del ENARGAS a Camuzzi Gas Sur SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
Cuerpo 4 del Expediente			

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
610-662	Remisión del ENARGAS a Transportadora de Gas del Sur SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
663-715	Remisión del ENARGAS a Transportadora de Gas del Norte SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
716-768	Remisión del ENARGAS a Litoral Gas SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
769-821	Remisión del ENARGAS a GASNOR SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
Cuerpo 5 del Expediente			
822-874	Remisión del ENARGAS a REDENGAS SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
875-927	Remisión del ENARGAS a METROGAS SA del informe de Delta Finanzas SA	Se remite el informe, donde se establecen los Lineamientos para la Determinación del Costo de Capital y el valor que arroja el cálculo de dicha tasa para las Licenciatarias de Transporte y Distribución.	15/11/2016
929	El Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS tomar vista del expediente	En el marco de la Audiencia Pública para considerar la Revisión Tarifaria integral de GASNOR, Distribuidora de Gas Cuyana y Distribuidora de Gas del Centro, solicita tomar vista del expediente	17/11/2016

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
930	El Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS tomar vista del expediente	En el marco de la Audiencia Pública para considerar la Revisión Tarifaria integral de Transportadora de Gas del Norte, Litoral Gas, Gasnea y Redengas, solicita tomar vista del expediente	17/11/2016
931	El Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS tomar vista del expediente	En el marco de la Audiencia Pública para considerar la Revisión Tarifaria integral de Metrogas y Gasban, solicita tomar vista del expediente	17/11/2016
932	El Defensor del Pueblo de la Nación solicita al ENARGAS tomar vista del expediente	En el marco de la Audiencia Pública para considerar la Revisión Tarifaria integral de Transportadora gas del Sur, Camuzzi Gas Pampeña y Camuzzi Gas del Sur, solicita tomar vista del expediente	17/11/2016
933-996	Litoral Gas envía informe al ENARGAS	Litoral Gas envía observaciones al Informe Final de Delta Finanzas. La Empresa ha solicitado el asesoramiento a profesores de la Universidad Austral. Solicita la desestimación del costo de capital calculado por Delta Finanzas, utilizando en su lugar la conclusiones emanadas del Informe preparado por los profesionales de la Universidad Austral.	22/11/2016
Cuerpo 6 del Expediente			
997-1018	Gas Natural BAN envía informe al ENARGAS	Litoral Gas envía observaciones al Informe Final de Delta Finanzas. La Empresa ha solicitado el asesoramiento a profesores de la Escuela de Negocios IAE. Solicita considerar el resultado del informe en el cálculo tarifario	23/11/2016
1019-1121	GASNOR envía informe al ENARGAS	Solicita que se desestime el cálculo realizado por Delta Finanzas. Se solicita que se tome en consideración la presentación formulada previamente por CADIGAS en octubre de 2016 (profesores de la Escuela de Negocios IAE).	30/11/2016

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
1122-1159	Distribuidora de gas Cuyana S.A. envía informe al ENARGAS	Solicita que se desestime el cálculo realizado por Delta Finanzas. Se solicita que se tome en consideración el informe de profesores de la Escuela de Negocios IAE.	1/12/2016
1160-1171	Se eleva informe interno de la Gerencia de Desempeño y Economía al Interventor del ENARGAS	Se determina que se utilizarán el Informe realizado por DELTA. Y se sugiere la aprobación de las tasas de rentabilidad calculadas por dicha Consultora y explicadas en este informe (8,99% para las Transportadoras y 9.33% para las Distribuidoras).	28/03/2017

E. ANALISIS DEL MARCO DE DESARROLLO DE LA RTI

14. ACTAS ACUERDO DE RENEGOCIACION CONTRACTUAL

14.1. SÍNTESIS DE LOS ANTECEDENTES

La Ley 24.076 (en adelante, “LG”) regula el Transporte y la Distribución de Gas que constituyen un servicio público nacional. En lo que concierne a regulación tarifaria, estableció el método de tarifa máxima, también denominado Price Cap, de manera que se fijan las tarifas máximas (art. 40 LG) y un esquema de ajustes tarifarios para Distribuidoras y Transportistas (arts. 38, 41, 42, 46 y 47 de la Ley 24.076, y su Reglamentación por Decreto Nro. 1738/92, Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución y de Transporte, respectivamente, Capítulo XIII de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución y de Transporte).

El art. 37 de la Ley 24.076 establece que la tarifa se encuentra compuesta por tres elementos, a saber: el precio de gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST), más la Tarifa de Transporte (T), más la Tarifa de Distribución (D).

Asimismo, en los artículos 38 y 39 de la LG se enumeran los principios a los que, primordialmente, deben ceñirse las tarifas de los servicios prestados por transportistas y distribuidores.

Conforme lo dispuesto en la reglamentación del art. 41 de la LG, el Decreto 1738/92 “(1) Las tarifas de Transporte y Distribución se calcularán en Dólares. El cuadro Tarifario resultante será expresado en pesos convertibles según la Ley 23.928, teniendo en cuenta para su reconversión a pesos la paridad establecida en el Art. 3ro del Decreto Nro. 2128/91”

En el año 2002, la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (B.O. 06/01/2002) dispuso en su Artículo 8° que, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedaban sin efecto 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 otro mecanismo indexatorio.

El citado texto legal autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en su Artículo 8°, a la vez que dispuso que en el caso de los contratos que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, debían tomarse en consideración los siguientes criterios:

1. El impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos;
2. La calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente;
3. El interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios;
4. La seguridad de los sistemas comprendidos; y finalmente

5. La rentabilidad de las empresas.

Es así que el proceso de renegociación de los Contratos de Concesión y Licencia de los Servicios Públicos ha sido reglamentado e implementado, en una primera etapa institucional, a través de los Decretos N° 293 de fecha 12 de febrero de 2002 y 370 de fecha 22 de febrero de 2002, y en una segunda etapa, por el Decreto N° 311 de fecha 3 de julio de 2003 y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003.

Por medio del Decreto N° 311, se estableció que el proceso de renegociación se llevase a cabo a través de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN) presidida por los ex Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Así es que la UNIREN inició el proceso de renegociación encomendado, formulando las propuestas de entendimiento para la adecuación de los contratos y sometiénolas a los correspondientes procedimientos de consulta pública.

Celebradas las Audiencias Públicas, se continuó avanzando con las negociaciones y se procedió a la suscripción de las Actas Acuerdo, en el marco de lo dispuesto por la Ley 25.561, con la salvedad de los casos de METROGAS S.A., TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A. y TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A., empresas estas que firmaron Acuerdos Transitorios, con la perspectiva de alcanzar ulteriormente un acuerdo integral y definitivo.

Con posterioridad, mediante el Decreto Nro. 367 de fecha 16/02/2016, se derogó el Decreto Nro. 311/2003, y la Resolución Conjunta N° 188 del ex MINISTERIO DE ECONOMÍA Y PRODUCCIÓN y N° 44 del ex MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, INVERSIÓN PÚBLICA Y SERVICIOS de fecha 6 de agosto de 2003, y demás normas concordantes y complementarias.

Además, a los efectos de concluir los procesos de renegociación de los contratos de Obras y Servicios Públicos dispuestos por el Artículo 9° de la Ley N° 25.561, se instruyó a los Ministerios a cuyas órbitas correspondan los respectivos contratos sujetos a renegociación, conforme a las competencias que surgen de la Ley de Ministerios (Texto Ordenado por Decreto N° 438 de fecha 12 de marzo de 1992) y sus modificaciones, a proseguir los procedimientos que se encontrasen en trámite de sustanciación en el ámbito de la UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE CONTRATOS DE SERVICIOS PÚBLICOS (UNIREN).

Con la emisión de la Resolución MINEM Nro. 31/16 del 29/03/2016 se instruyó al ENARGAS, (en la parte pertinente al objeto de esta reseña) *“a que lleve adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias; el que deberá concluirse en un plazo no mayor a UN (1) año desde la fecha de la presente medida. Para el caso de las Licenciatarias que a la fecha de la presente no hubieran suscripto las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral correspondientes, el plazo será establecido en dicho instrumento, sin perjuicio de lo cual el ENARGAS estará facultado a partir de la presente resolución, para requerir a esas*

empresas la información necesaria para avanzar en forma preliminar en el proceso de Revisión Tarifaria Integral. En todos los casos, en el proceso de realización de la Revisión Tarifaria Integral que surja de los acuerdos integrales de renegociación contractual, deberá instrumentarse el mecanismo de audiencia pública que posibilite la participación ciudadana, en los términos de lo establecido en el Artículo 5° del Decreto N° 367 de fecha 16 de febrero de 2016.”

A modo de síntesis, se listan ut infra los Acuerdos suscriptos y sus pertinentes decretos ratificatorios:

LICENCIATARIA	TIPO DE ACUERDO	FECHA DEL ACUERDO	DECRETO RATIFICATORIO	FECHA DE PUBLICACION EN B.O.
GAS BAN S.A.	ACTA	20/1/06	385/06	10/4/06
	ADDENDA	20/1/06	385/06	10/4/06
GASNOR S.A.	ACTA	6/5/08	246/09	1/4/09
	TRANSITORIO	6/10/08	1919/09	10/12/09
LITORAL GAS S.A.	ACTA	6/5/06	2016/08	2/12/08
	TRANSITORIO	8/10/06	1915/09	9/12/09
DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.	TRANSITORIO	8/10/08	236/09	1/4/09
	ACTA	1/9/09	539/10	23/4/10
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.	TRANSITORIO	8/10/08	235/09	8/4/08
	ACTA	1/9/09	483/10	15/4/10
CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.	TRANSITORIO	23/10/08	2149/09	31/12/09
	ACTA	23/10/08	923/10	30/6/10
CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.	TRANSITORIO	23/10/08	1904/09	9/12/09
	ACTA	23/10/08	1989/09	16/12/09
GASNEA S.A.	ACTA	21/7/09	812/10	11/6/10
METROGAS S.A.	TRANSITORIO	1/10/08	234/09	14/4/09
	TRANSITORIO	26/3/14	445/14	7/4/14
	TRANSITORIO	24/2/16	367/16*	17/2/16
	ACTA	30/3/17	252/18	28/3/18
TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.	TRANSITORIO	8/10/08	1918/09	9/12/09
	TRANSITORIO	24/2/16	367/16*	17/2/16
	ACTA	30/3/17	250/18	28/3/18
TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.	TRANSITORIO	23/10/08	458/10	5/4/10
	TRANSITORIO	24/12/26	367/16*	17/2/16
	ACTA	30/3/17	251/18	28/3/18

*Decreto que facultó a los respectivos Ministerios a suscribir acuerdos parciales de renegociación contractual y adecuaciones transitorias a cuenta de la RTI.

14.2. ACTAS ACUERDO

En lo que concierne a las Actas Acuerdo en cuestión, en su Cláusula Décimo Primera, se preveía la realización de una Revisión Tarifaria Integral a fin de fijar “un nuevo régimen de

tarifas máximas por el término de CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I, Título IX “Tarifas” de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas”.

En este sentido, en la Cláusula Décimo Segunda de las Actas Acuerdo se enunciaban las Pautas que debían contemplarse en la Revisión Tarifaria Integral. *Brevitatis Causae*, y en aras a facilitar la exposición de los antecedentes, se esgrimen, seguidamente, los lineamientos generales en común que se fijaron, para la RTI, en las diferentes Actas de los acuerdos de renegociación integral que suscribieron las Licenciatarias GAS NATURAL BAN S.A., LITORAL S.A., GASNOR S.A., GASNEA S.A., DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A., DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A., CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. y CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

A la luz de esta Cláusula Décimo Segunda de las Actas Acuerdo, la RTI debía observar las siguientes mandas:

12.1 Introducirá mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la Tarifas de Transporte y Distribución, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación del servicio.

12.2 Se procederá a diseñar e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo, las mejoras en la eficiencia de la prestación del servicio por parte de la LICENCIATARIA.

12.3 En el Régimen de Calidad de Servicio y Penalidades el ENARGAS: a) procederá a diseñar un sistema de control de calidad de servicio que se asiente en la utilización de relaciones sistemáticas entre las bases de datos técnicas, comercial, de costos y de mediciones de calidad a fines de impulsar sistemas de control y de señales eficientes; y b) evaluará la conveniencia de establecer áreas de calidad diferenciadas.

12.4 Actividades no reguladas: Sin perjuicio de las disposiciones que el OTORGANTE pudiera aplicar en el futuro al respecto al objeto de la LICENCIA, el ENARGAS realizará un análisis del impacto de las actividades no reguladas desarrolladas por la LICENCIATARIA en el mercado, las ventajas, desventajas y riesgos que la realización de dichas actividades tiene para el desarrollo del servicio público licenciado y la incidencia que las mismas pudieran tener en las tarifas del servicio público.

12.5 Costos del servicio: El ENARGAS elaborará un análisis basado en los costos razonables y eficientes de la prestación del SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL efectuado por regiones como elemento de juicio para la determinación de la TARIFA DE DISTRIBUCION de la LICENCIATARIA. Este análisis podrá incluir la elaboración y mantenimiento de un registro de costos unitarios de materiales, servicios y mano de obra relativos a la prestación del servicio.

12.6 Auditoría Técnica y Económica de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO: En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría establecida en la Cláusula Decimo sexta del presente instrumento.

12.7 Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente

instrumento, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO, considerando lo dispuesto en la Cláusula Décimo Sexta del presente instrumento. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores, que surgirán de una propuesta efectuada por la LICENCIATARIA y aprobada por el ENARGAS. La selección final del Consultor surgirá de la evaluación técnica y económica de las ofertas presentadas que efectúe el ENARGAS no siendo recurrible dicha elección por parte de la LICENCIATARIA.

Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable.

La Tasa de Rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley Nro. 24.076. A tal fin, ésta deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. En la determinación de la remuneración del capital propio, el ENARGAS fijará un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio. A su vez, para determinar el costo del capital de terceros, el ENTE deberá reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos.

12.8 *Conexión de gas de frentistas de redes sin servicio: el ENARGAS acordará con el Licenciatario el procedimiento con el que se reembolsarán los costos de conexión e instalaciones internas que financie el LICENCIATARIO en virtud de estos acuerdos.*

12.9 *EL cuadro tarifario resultante respetará la vigencia del mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de la LICENCIATARIA, de los costos de toda la cadena de producción y transporte de gas, según lo estipulado en el Capítulo I, Título IX "Tarifas" de la Ley Nro. 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias (excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o sustituya) que, para todos los casos, estuvieren pendientes de resolución.*

12.10 Se efectuará un análisis de costos para determinar los valores de las tasas y cargos por servicios de la actividad regulada de la LICENCIATARIA.

12.11 El ENTE requerirá la presentación por parte de la LICENCIATARIA de un plan de inversiones que sustente la elaboración del Factor de Inversión contemplado en el Punto 9.4.1.3. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (Decreto 2255/92).

12.12 Asimismo, en el proceso de REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL se incorporarán expresamente los siguientes conceptos:

- a) El MECANISMO DE MONITOREO DE COSTOS dispuesto en la Cláusula Cuarta, apartados 4.2. a 4.6. de la presente ACTA ACUERDO devengado desde (...) y hasta (...), sin perjuicio de lo establecido en la Cláusula Cuarta, apartado 4.4., párrafo cuarto.
- b) El ajuste que pudiera surgir por aplicación de la Cláusula Cuarta, apartado 4.1 segundo párrafo de la presente ACTA ACUERDO, y
- c) El tratamiento de las diferencias diarias acumuladas por variación de precio de gas comprado hasta la fecha de finalización del proceso de REVISION TARIFARIA INTEGRAL.”

En el caso de la Licenciataria METROGAS S.A., y las dos Transportistas, finalmente habiéndose ratificado sus respectivas Actas Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia se estipularon también las PAUTAS a observarse en el proceso de la RTI. Se exponen a continuación los criterios comunes que debían contemplarse en las revisiones tarifarias de estas Licenciataria:

- 1.1. Introducirá mecanismos de adecuación semestral de la Tarifa de Distribución de Gas Natural de la Licenciataria, a efectos de mantener la sustentabilidad económico financiera de la prestación y la calidad del servicio.
- 1.2. Se procederá a diseñar e implementar métodos adecuados para incentivar y medir en el tiempo las mejoras en la prestación y la calidad del servicio.
- 1.3. En el régimen de Calidad de Servicio y Penalidades el ENARGAS: a) procederá a diseñar un sistema de control de calidad de servicio que se asiente en la utilización de relaciones sistemáticas entre las bases de datos técnicas, comercial, de costos y de mediciones de calidad a fines de impulsar sistemas de control y de señales eficientes; y b) evaluará la conveniencia de establecer áreas de calidad diferenciadas.
- 1.4. Actividades no reguladas: el ENARGAS podrá realizar un análisis del impacto de las actividades no reguladas desarrolladas por la LICENCIATARIA, las ventajas, desventajas y riesgos que la realización de dichas actividades tiene para el desarrollo del servicio público licenciado.
- 1.5. Costos del servicio: El ENARGAS elaborará un análisis basado en los costos razonables y eficientes de la prestación del SERVICIO PUBLICO (...) DE GAS NATURAL. (...). Este análisis podrá incluir la elaboración y mantenimiento de un registro de costos unitarios de materiales, servicios y mano de obra relativos a la prestación del servicio.

1.6. Realización de la Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público: En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría establecida en la Cláusula Decimo sexta del presente instrumento.

1.7. Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente instrumento, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores propuestos por la LICENCIATARIA, no siendo recurrible dicha elección por parte del mismo.

Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable.

La Tasa de Rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley Nro. 24.076. A tal fin, ésta deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. En la determinación de la remuneración del capital propio, el ENARGAS fijará un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio. A su vez, para determinar el costo del capital de terceros, el ENARGAS deberá reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos.

1.8. El cuadro tarifario resultante respetará la vigencia del mecanismo tarifario estipulado en el Capítulo I, Título IX "Tarifas" de la Ley Nro. 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias (excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o sustituya) que estuvieren pendientes de resolución.

- 1.9. El ENARGAS realizará un análisis de costos para determinar los valores de las tasas y cargos por servicios de la actividad regulada de la LICENCIATARIA. Dicho análisis deberá ser efectuado basado en costos razonables y eficientes de estos servicios, debiendo tener en cuenta la zona geográfica cubierta por cada Licenciataria.*
- 2. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 1.7. que antecede, en el análisis de costos para la determinación de las tarifas deberán considerarse los costos asociados al servicio público a prestarse durante el período de vigencia de dichas tarifas, con exclusión de costos u otros conceptos de causa anterior.”*

En el marco del proceso de revisión Tarifaria Integral, y en cuanto a los actos emitidos por el ENARGAS, acogiendo los criterios ut supra mencionados se destacan como relevantes los siguientes:

En lo atinente al Costo de Capital a tener cuenta en la Revisión Integral, se dispuso en las Actas Acuerdo que la Tasa de Rentabilidad se determinaría conforme lo establecen los Artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076 y que para tal fin se debía ponderar la remuneración del capital propio y de terceros. Para ello, el ENARGAS contrató a la firma Delta Finanzas S.A. a fin de realizar los estudios pertinentes en esta materia. Las conclusiones emitidas por la consultora mencionada fueron tenidas en cuenta por el ENARGAS para el cálculo tarifario.

En lo referido a la Base Tarifaria, las Actas Acuerdo celebradas entre las Licenciatarias y el Poder Ejecutivo Nacional establecen, en relación con la determinación de la Base de Capital de la Licenciatarias, en su Cláusula Décimo Segunda que todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes.

Las Actas Acuerdo establecieron, además, que debía determinarse el valor actual de los bienes resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de los mismos (valor técnico de reposición).

Para dar cumplimiento a dicho precepto, se contrataron Consultoras quienes debían determinar el valor de la Base de Capital de las Licenciatarias a ser remunerada por las nuevas tarifas que surgirán como resultado de la Revisión Tarifaria Integral, todo lo cual fue tomado en consideración en el proceso de revisión tarifaria.

Luego de lanzar las convocatorias y de celebrar las correspondientes Audiencias Públicas (Nros 84 a 87 de diciembre del 2016), en observancia a las previsiones de la Resolución ENARGAS Nro I 4089/16, es que el ENARGAS aprobó los Cuadros Tarifarios resultantes de la Revisión Tarifario Integral, y los Planes de Inversiones obligatorias de las Licenciatarias, mediante las RESOLUCIONES ENRG N ° I-4353 a 4364/2017 y sus rectificatorias.

En dichas resoluciones se incluyó una Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa (Anexo V). Al respecto, cabe destacar que en orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional (Otogante de las Licencias), y tal como fuera propuesto y analizado dentro de los objetivos de las Audiencias Públicas celebradas con motivo de la RTI (diciembre de 2016), se resolvió utilizar como mecanismo no automático de adecuación

semestral de la tarifa la aplicación de la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), tal como consta en la Metodología de Ajuste Semestral obrante como Anexo V de las RESOLUCIONES ENRG N° I-4353 a 4364/2017 y sus rectificatorias.

Asimismo, mediante Resolución ENRG N° I-4313 del 06/03/2017 (y su rectificatoria, la Resolución ENRG 4325/17) se establecieron Adecuaciones regulatorias que implican modificaciones en el Reglamento del Servicio de Distribución (RSD) ello así, con arreglo a las disposiciones del punto 18.2 de las Reglas Básicas de las Licencias, y el punto 3 d) de los Reglamentos de Servicio. Se trató esencialmente de una modificación de los cargos y montos correspondientes a Tasas y Cargos.

14.3. CONTEXTO DE LA LEY DE EMERGENCIA PUBLICA

Mediante la Ley 27.541, se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2020.

Asimismo, conforme lo establecido en el Título III, artículo 5°, se facultó al Poder Ejecutivo nacional a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020.

Por otra parte sustentándose en el Art. 6° de dicha ley, el Poder Ejecutivo nacional dictó el Decreto Nro. 278/20, en el cual se dispuso la intervención administrativa del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un (1) año.

Dicho decreto estableció la designación de un Interventor con las facultades de gobierno y administración de tal organismo, a fin de que adopte las medidas excepcionales necesarias para el cumplimiento de lo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541.

Además, se estipuló que la tarea a encarar por el Interventor debe dirigirse en principio a evaluar e informar, de manera amplia y abarcativa, sobre el cumplimiento por parte del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) de las obligaciones, competencias y objetivos que le han sido asignadas por la normativa vigente.

Puntualmente, el Artículo 5to. Del Decreto 278/20, le encomienda al Interventor la realización de una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica que evalúe los aspectos regulados por la Ley 27.541 en materia energética y en caso de detectarse alguna anomalía, el Interventor deberá informar al Poder Ejecutivo Nacional, los resultados de la misma, así como toda circunstancia que considere relevante, aportándose la totalidad de la información de base y/o documentos respectivos correspondientes, proponiendo las acciones y medidas que en cada caso estime corresponda adoptar.

Sobre dicha base de análisis se deberá resolver la iniciación de un proceso de renegociación de la revisión tarifaria vigente o de una revisión de carácter extraordinario que alcance todo lo pretérito actuado y sucedido en esta materia para volver a determinar una tarifa del servicio

público de gas que sea justa y razonable, tal como lo ha previsto la Ley N° 24.076, y en los términos de propensión a la reducción de la carga tarifaria, según lo manda el CONGRESO NACIONAL en la última parte del mencionado artículo 5° de la Ley N° 27.541.

14.4. ALTERNATIVAS DE AJUSTES TARIFARIO

En el marco de la emergencia, económica, tarifaria y energética, se plantea la alternativa de la renegociación. Para este supuesto, se debe tener en cuenta que La Ley 27.541 no explicita la delegación de renegociar los contratos Licencia de Servicios de Transporte y Distribución de Gas Natural, tal como sucediera oportunamente con la Ley de Emergencia 25.561 y que motivara la suscripción de Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral con todas las Licenciatarias y confluendo primordialmente, en un proceso de revisión tarifaria integral (RTI).

La redacción de esta Ley de Emergencia, simple y estrictamente, faculta al Poder Ejecutivo Nacional a “iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente”.

De lo expresado se desprende que, en el contexto actual, el PEN podría iniciar una negociación con las Licenciatarias a fin de acordar sobre la necesidad de revisar ciertos elementos que ameritaran una revisión tarifaria para poner fin al congelamiento tarifario, cumpliendo con los lineamientos establecidos en la normativa vigente, y acogiendo los criterios señalados por la Corte Suprema de Justicia de la Nación (Fallo:339:1077).

De la normativa de emergencia citada se desprende que se le ha encomendado al Interventor del ENARGAS la realización de un análisis amplio y abarcativo y en virtud de los resultados que arroje dicho estudio, y de la evaluación que efectúe como Autoridad Regulatoria, deberá proponer al Poder Ejecutivo Nacional si considera que corresponde adoptar “*un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario*”.

Conforme surge del Art.5 de la Ley 27.541, el análisis *in totum* debe propender “*a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020*”.

En caso de optarse por una revisión extraordinaria al amparo de la Ley 24.076, habría que considerar las previsiones regulatorias referidas en dicha norma y previstas en el Artículo 47 y su reglamentación.

Ello es así en tanto y en cuanto de acuerdo con las disposiciones establecidas en la Ley 24.076 respecto de las revisiones quinquenales de tarifas (Artículo 42), corresponderían al año 2022, en atención a la RTI puesta en vigencia en 2017.

Por fuera de los ajustes periódicos (revisiones quinquenales, ajustes semestrales) el marco regulatorio (Ley 24.076, Decreto reglamentario, RBL, RS y normas complementarias y concordantes) prevé ciertos ajustes no recurrentes, entre estos últimos se encuentran los ajustes por cambios basados en circunstancias objetivas y justificadas. Este supuesto queda encuadrado: a) en el Art. 46, en caso de que la solicitud sea a pedido de parte por la Licenciataria o el consumidor; o b) en el Art. 47 en caso que lo promueva el ENARGAS.

El Art. 47 de la Ley N° 24.076 establece que: *“Cuando el Ente Nacional Regulador del Gas considere, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o denuncias de particulares, que existen motivos para considerar que una tarifa, cargo, clasificación o servicio de un transportista o distribuidor es inadecuada, indebidamente discriminatoria o preferencial, notificará tal circunstancia al transportista o distribuidor y la hará pública convocando a tal efecto a una audiencia pública dentro de los primeros quince (15) días. Celebrada la misma, dictará resolución dentro del plazo indicado en el artículo 46 de esta ley.”*

Añade la reglamentación de este Artículo las siguientes previsiones: *“En el procedimiento contemplado en el Artículo 47 de la Ley, quien solicite o promueva la modificación soportará la carga de la prueba de la necesidad y razonabilidad de la modificación solicitada.”*

En este caso, recae en la Autoridad Regulatoria la prueba de aquellas situaciones objetivas que invoca para justificar la modificación tarifaria mediante la reapertura a revisión del cuadro tarifario vigente por haberse tornado este *“inadecuado, indebidamente discriminatorio o preferencial.”* (Art. 47 LG)

De manera tal que cabe plantearse si, en alguna medida, la declaración de emergencia sanitaria (Ley Nro. 27.541, y sus decretos reglamentarios y concordantes), las causas enunciadas como precedentes de la misma y las medidas implementadas en consecuencia por los Poderes Ejecutivos Nacionales y Provinciales, resultan una circunstancia objetiva que ameritase la revisión de alguna *“tarifa, cargo, clasificación o servicio”* de las Licenciatarias en el marco de las previsiones del Art. 47 LG.

Sobre este tema, es menester recordar que con fecha 11 de marzo de 2020 la ORGANIZACIÓN MUNDIAL DE LA SALUD, declaró el brote del nuevo coronavirus SARS-CoV-2 como una pandemia, dando sustento para la emisión del Decreto N° 260/20 (y sucesivos y concordantes), ampliatorio de la emergencia sanitaria.

En este sentido, para hacer frente a la emergencia sanitaria el PEN ha ido implementando un conjunto de medidas para contener la crisis epidemiológica, tales como la suspensión de clases, de transporte interurbano, de turismo, de actividades no esenciales y el aislamiento social, preventivo y obligatorio -con las excepciones previstas en Decreto N° 297/20 (y sus sucesivas prórrogas y modificaciones según el territorio del que se tratara).

También, resulta relevante tomar en consideración lo estipulado en el Decreto 311/20 (y sus prórrogas) en cuanto a la prohibición de disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a los usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, todo lo cual configura un escenario complejo y, a su vez, dinámico.

Todo este contexto de emergencia podría, prima facie, constituir una circunstancia objetiva no prevista en el escenario de la RTI 2017 y dada su magnitud, podría analizarse su impacto en materia tarifaria.

F. ANALISIS DE COMPLETITUD DE LA INFORMACION

15. LISTADO DE DOCUMENTACIÓN RECIBIDA

Se ha recibido de Enargas la documentación que se lista más abajo, la cual está siendo analizada para comprobar su completitud y la necesidad de solicitar documentación adicional relacionada con la RTI o elementos que permitan efectuar cabalmente los análisis previstos en el alcance.

a) Expedientes Base Tarifaria

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	17427
Camuzzi Sur	17426
Ecogas Centro	17428
Ecogas Cuyo	17424
Gasban	12344
Gasnea	17425
Gasnor	15997
Litoral Gas	15998
Metrogas	29242
Redengas	30305
TGN	29243
TGS	29244

b) Expedientes Costos, Organigrama y Estructura

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	29526
Camuzzi Sur	29525
Ecogas Centro	29528
Ecogas Cuyo	29527
Gasban	29529
Gasnea	29524
Gasnor	29523
Litoral Gas	29531
Metrogas	29530
Redengas	30284
TGN	29533
TGS	29532

c) Expedientes RTI

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	15530
Camuzzi Sur	15643
Ecogas Centro	15776
Ecogas Cuyo	15775
Gasban	13546
Gasnea	15665
Gasnor	15487
Litoral Gas	15488
Metrogas	29055
Redengas	29245
TGN	29058
TGS	29057

d) Expedientes Planes de Inversión

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	30042
Camuzzi Sur	30041
Ecogas Centro	30044
Ecogas Cuyo	30043
Gasban	30045
Gasnea	30040
Gasnor	30039
Litoral Gas	30047
Metrogas	30046
Redengas	30272
TGN	30049
TGS	30048

e) Expedientes Estudios de Demanda

Licenciataria	Expediente
Camuzzi Pampeana	30486
Camuzzi Sur	30485
Ecogas Centro	30488
Ecogas Cuyo	30487
Gasban	30489
Gasnea	30484
Gasnor	30483
Litoral Gas	30491
Metrogas	30490
Redengas	30492
TGN	30636
TGS	30637

- f) Expediente Costo de Capital N° 30194
- g) Informes de Audiencias Públicas N° 84, 85, 86, 87 y 90 - Versiones Taquigráficas

16. COMPLETITUD DE LA INFORMACION

De la recopilación y análisis preliminar de la información recibida se observa que en todos los casos se cuenta con la información completa y necesaria para la elaboración de los informes a cargo de esta auditoría. La exactitud y correspondencia de la información contenida en la documentación obrante se verificará en la medida del desarrollo de los trabajos.

G. REVISION DE LOS PLANES DE INVERSION OBLIGATORIOS

17. PLAN DE INVERSIONES DE CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

El proceso que dio lugar a la presentación de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. de fecha 29 de agosto de 2016, realizada respecto del Plan de Inversiones, fue la solicitud presentada por Enargas con fecha 11 de agosto de 2016 por nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07431(Fs. 1 del Expediente N° 30.042). En respuesta a la misma, CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. contesta por Nota N° AR/JR/GC/er/2009, corriente Fs. 8 del Expediente N° 30.042, tal como se expresa a continuación.

En la nota mencionada CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. aclara que el actual proceso de RTI presenta condiciones y condicionantes extraordinarios en virtud de la emergencia y crisis que enfrenta el sector desde hace muchos años y la actual coyuntura macroeconómica. Luego agrega, *“No obstante ello, hemos identificado y especificado las necesidades de inversión en reposición, mantenimiento y mejora de calidad del servicio, que permitan seguir garantizando la mejor operación y confiabilidad del sistema”*, entre otros conceptos.

Aclara finalmente: *“Por último, adjuntamos en forma impresa el listado de inversiones y una breve descripción de cada una de ellas con el monto estimado (en \$ a precios corrientes de agosto de 2016 sin IVA), tal lo solicitado en vuestra nota de referencia”* y continúa agregando algunos conceptos adicionales.

Atendiendo a que CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. hace referencia a la forma de expresar los montos correspondientes a la inversión que efectuará, se destaca que ENARGAS en el punto 8 de la citada nota establece de obligatorio cumplimiento de la Licenciataria: *“8. Presupuesto de ejecución desagregado por ítem (en \$ de agosto de 2016, sin IVA), indicando volúmenes, cantidades, precios unitarios e incidencia en el monto total, de manera tal que permita verificar la procedencia de los costos asociados al proyecto, indicando la metodología de cálculo”*.

En el curso de la negociación ENARGAS no modifica en ningún momento esta fecha de referencia (agosto de 2016). No obstante CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. la cambia con fecha 27 de octubre de 2016 a Fs. 20 del Expediente N° 30.042, indicando que el monto estimado será en \$ a precios corrientes de octubre de 2016, sin IVA. A pesar de esto, a Fs. 25, haciendo referencia a la renovación de la flota de vehículos operativa, vuelve a modificar la fecha de referencia utilizada, estableciendo el presupuesto en \$ de junio de 2016, sin IVA.

Para una mayor claridad del análisis que se pasa a exponer, se considera apropiado listar las notas presentadas por ENARGAS y CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A., ya que se deberá recurrir reiteradamente a las consultas de ambas.

18. NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

18.1. NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS

Las notas remitidas por ENARGAS en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración de los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación para la presentación del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado a que se está haciendo referencia, fueron las que se detallan:

1. Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07431 de fecha 11 de agosto de 2016 (Fs. 1 del Expediente N° 30.042), requiriendo de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A., la presentación del plan de inversiones para el quinquenio 2017-2021, estableciendo asimismo los requerimientos mínimos establecidos al respecto.
2. Nota ENRG/GD/GDyE/GT N°09753 de fecha 20 de octubre de 2016 (Fs. 16 del Expediente N° 30.042), requiriendo la presentación de la información pendiente a la fecha, incorporando requisitos adicionales a lo indicado con anterioridad.
3. Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10429 de fecha 8 de noviembre (Fs. 565 del Expediente N° 30.042), donde se establece que se definan escalones de inversión al programa presentado por la Distribuidora.

18.2. NOTAS REMITIDAS POR CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

Las notas remitidas por CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. con respecto al Plan de Inversiones a su cargo, atento a lo solicitado por Enargas en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración a los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, fueron las que se detallan:

1. Nota N° AR/JR/GC/er/2009 de fecha 29 de agosto de 2016, corriente a Fs. 8 del Expediente N° 30.042, en respuesta a la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07431 (Fs. 1), adjuntando el listado de inversiones, junto con una breve descripción de cada una de ellas y su monto estimado.
2. Nota N° AR/JR/GC/Idm/2480 de fecha 27 de octubre de 2016 (Fs. 18 del Expediente N° 30.042), donde se adjunta la presentación del Plan de Inversiones de acuerdo con lo requerido por Enargas en sus notas ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07431 y ENRG/GD/GDyE/GT N°09753.
3. Nota N° AR/JR/GC/Idm/2507 de fecha 28 de octubre de 2016 (Fs. 554 del Expediente N° 30.042), donde ratifica que la información presentada en forma adjunta a su Nota N° AR/JR/GC/Idm/2480, ya mencionada, responde a los requerimientos que Enargas solicita en los puntos 1 a 5 de su nota ENRG/GD/GDyE/GT N°09753.

Por otro lado, pone en conocimiento por este medio a Enargas del intercambio epistolar habido con la Transportista de aplicación, a partir del cual manifiesta que se tendrá en cuenta el requerimiento incremental que surja del plan de inversiones de la Distribuidora.

4. Nota N° AR/JR/GC/2755 de fecha 29 de noviembre de 2016 (Fs. 566 del Expediente N° 30.042), en respuesta a la nota de Enargas N° ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10429, adjuntando la planilla de escalonamiento de inversiones, de acuerdo con las pautas de ordenamiento indicadas en la nota de referencia.

Asimismo, se informa la incorporación de la obra “Expansión Sistema Tandil – Mar del Plata y de la Costa”, que no fuera incluida en su presentación del 27 de octubre del 2016.

5. Nota N° AR/JR/GT/Id/2950 de fecha 21 de diciembre de 2016 (Fs. 591 del Expediente N° 30.042) proponiendo a la Autoridad Regulatoria el reemplazo de la obra “Refuerzo del Sistema de Alimentación Gasoducto Tandil-Mar del Plata y Gasoducto de la Costa” por la obra “Nuevo Gasoducto de Alimentación a Carlos Tejedor y América” dentro del Plan de Inversiones de la Distribuidora.

19. REQUISITOS QUE SURGEN DE LAS NOTAS REMITIDAS POR ENARGAS RELATIVAS A LA RTI PROGRAMADA

Según lo establecido en las notas anteriores, los requisitos solicitados por Enargas son los siguientes:

En Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07431, S/RTI-PIN Solicitud de Plan de Inversiones y siguientes s/Notas adjuntas, se instruye en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral ya mencionado y lo dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N°31/2016 y considerando los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, que cada Licenciataria deberá presentar un Plan de Inversiones, para la prestación del servicio regulado previsto para el próximo quinquenio.

El plan de inversiones solicitado deberá estar conformado por la totalidad de los proyectos específicos a ejecutar en el quinquenio, con independencia del mecanismo que se determine para su remuneración y contemplando los criterios establecidos por la Resolución ENARGAS N°1903/2000.

En cada caso, dichos proyectos específicos deberán desarrollarse cumpliendo los siguientes requisitos:

1. Denominación del proyecto y localización.
2. Objetivos del proyecto y justificación de su inclusión en el Plan de Inversiones.
3. Descripción, especificaciones técnicas y características generales del proyecto, incluyendo de corresponder, plano de anteproyecto.
4. Simulaciones del sistema involucrado para los escenarios estudiados.
5. Cronograma de ejecución física, valorando cada parte como un porcentaje del total, e indicando las tareas a desarrollar y las etapas de construcción.
6. Ubicación geográfica precisa que permita establecer su correcta localización.
7. Número de Usuarios y volúmenes de gas involucrados. Se establecerá la cantidad de usuarios beneficiados y la proyección de incorporación de los mismos, estableciendo el crecimiento esperado de la demanda por categoría de usuario, indicando la metodología del cálculo utilizada.

8. Presupuesto de ejecución, detallando los ítems correspondientes, valorizados en pesos moneda nacional vigentes en agosto de 2016, sin incluir el IVA e indicando los volúmenes de gas afectados y precios unitarios de los bienes y servicios considerados en el cálculo. La presentación será realizada indicando la metodología de cálculo.
9. Cronograma de desembolsos mensuales en pesos moneda nacional, vigente en agosto de 2016.
10. Especificación de los ahorros de costos que se efectivizarían como consecuencia de la ejecución del proyecto correspondiente. Se indicará la metodología de cálculo aplicada.

Por otra parte, y respecto del mismo tema, con fecha 20 de octubre de 2016 y Nota ENRG/GD/GDyE/GT N°09753, ENARGAS hace saber que se ha entendido indispensable avanzar en cuanto a los aspectos técnicos, para lo cual se ha considerado práctico agrupar las inversiones en grandes rubros, según su finalidad (Expansión, Seguridad e Integridad, Confiabilidad, Operación y Mantenimiento, Informática, etc.).

También al respecto señala que la Licenciataria:

1. Debe indicar los valores unitarios con que determina los montos de cada proyecto.
2. Para los proyectos que involucren nuevas ERP, debe señalar el costo estimado para una instalación típica, indicando sus características.
3. Debe identificar los proyectos del plan que ejecutará durante los dos primeros años del quinquenio, informando para cada uno de ellos el lugar de inicio de las obras. Además, debe acompañar la Memoria Descriptiva correspondiente a cada proyecto, definiendo objetivo y justificación.
4. Debe presentar las simulaciones correspondientes a las obras de expansión, para lo cual, en cada caso se expondrá: i) El sistema con su demanda tal como se presenta al inicio; ii) El mismo incorporando la demanda agregada y iii) El sistema potenciado, presentando los resultados que arroja el ejercicio con esta última demanda.
5. Debe especificar los proyectos de expansión y/o ampliación que involucren tendido de redes de distribución en media presión, teniendo como pauta ineludible, que debe construir redes en zonas que a su juicio posean la mayor potencialidad respecto a la incorporación de nuevos Clientes.
6. Debe indicar si, de corresponder, ha comunicado su plan a las licenciatarias de transporte involucradas, y las respuestas que ellas hubieran brindado respecto de los requisitos para las nuevas condiciones de entrega.

Asimismo, con fecha 8 de noviembre de 2016 y Nota ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10429, ENARGAS establece que se definan escalones de inversión, siguiendo las pautas de ordenamiento indicadas a continuación:

1. Inversiones indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requeridos por la normativa vigente.

2. Además de las indicadas en el punto 1°, deberá realizar las inversiones necesarias para poder eliminar durante los próximos 5 años, todo tipo de restricciones que al presente donde existe red de distribución de gas, están limitando la realización de nuevas conexiones.
3. Inversiones para el abastecimiento a nuevas localidades o sectores que no cuentan al presente con el servicio de gas natural por redes, ordenándolas con indicadores tangibles (Ejemplo: Inversión/Usuario beneficiado, que permitan realizar una adecuada ponderación del proyecto en cuestión).

20. PROGRAMACIÓN PROPUESTA POR CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

Con los recaudos mencionados, CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. hace una primera presentación con relación al Plan de Inversiones, detallando una serie de obras que presenta divididas en categorías, que sumadas determinan una inversión de 7.533,1 \$MM según el detalle que se agrega:

1. Obras de mantenimiento y expansión: 6.754,1 \$MM
2. Otras inversiones: 389,7 \$MM
3. Hardware y software: 389,4 \$MM

Con posterioridad a la presentación por parte de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. del Plan de Inversiones conformado por las categorías que más arriba se listaron y que sumados los montos llegaban a un valor de 7.533,1 \$MM, Enargas presentó con fecha 20 de octubre, la Nota ENRG/GD/GDyE/GT N° 09753 Expediente Enargas N° 30.042/16 obrante a Fs. 16, donde entre otros conceptos señala que *“habida cuenta de que la información ingresada hasta la fecha describe los proyectos analizados para el quinquenio de manera sintética, surgen interrogantes al momento de su análisis en este Organismo”*.

Asimismo, en la misma nota indica que *“se ha entendido indispensable avanzar en cuanto a los aspectos técnicos, para lo cual se ha considerado práctico agrupar los datos recibidos en grandes rubros según su finalidad (vg. Expansión, Seguridad e Integridad, Confiabilidad, Operación y Mantenimiento, Infraestructura, etc.), y conocer las bases que esa Licenciataria utilizó para elaborar sus presupuestos”*.

A Fs. 18 del Expediente, por nota N° AR/JR/GC/Idm/2480 de fecha 27 de octubre de 2016, CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. pone en conocimiento de la Autoridad Regulatoria, lo siguiente:

“Se adjunta Plan de Inversiones, compuesto por el listado de la totalidad de los proyectos específicos que esta Distribuidora ha identificado como necesidades de inversión en reposición, mantenimiento y mejora de la calidad del servicio prestado a la totalidad de los usuarios existentes que permitan seguir garantizando la mejor operación y confiabilidad del sistema, resguardando la seguridad de dichos usuarios y la comunidad en general, como así también aquellas obras necesarias para abastecer nuevos usuarios interrumpibles – R y SGP –, cuantificando para ello la infraestructura de refuerzos necesaria sobre los sistemas existentes”.

Dice más adelante:

- i) *“Las obras de extensión de redes no han sido contempladas por la Distribuidora en el Plan de Inversiones”, etc.*

- ii) *“En otro orden de ideas cabe señalar que el Plan de Obras adjunto contempla algún ajuste al Plan de Obras oportunamente presentado mediante Nota AR/JR/GC/er/2009 del 29 de agosto pasado en cuanto contempla cambios en la obra ‘Nuevo gasoducto de alimentación a 7 localidades abastecidas por GNC y GLP de la Provincia de Bs. As.’, que ha sido reemplazada por las obras ‘Nuevo gasoducto de alimentación a localidades (Carlos Tejedor y América) abastecidas por GNC y Refuerzo de Gasoducto Pehuajó’ y ‘Nuevo Gasoducto de alimentación a General Villegas’”.*

Al respecto indica además que se contemplan:

“Incrementos recientes en el costo de mano de obra que tuvieran lugar en el mes en curso, variaciones del tipo de cambio, incrementos en el índice de precios”.

- iii) *“Así las cosas y en cumplimiento de lo requerido, se acompaña a la presente el Plan de Inversiones de esta Distribuidora con los anexos requeridos (de cada uno de los proyectos específicos que lo componen), con el monto estimado en \$ a precios corrientes de octubre de 2016 sin IVA, tal lo solicitado en vuestra nota de referencia, debiendo contemplarse la valuación de los costos de las obras incluidas en el listado de inversiones al momento de su ejecución”.*

Respecto del ítem (iii), al que ya nos hemos referido anteriormente, se destaca que en el punto 8 de los requisitos solicitados por Enargas por nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07431, *los montos deben presentarse en \$ de agosto de 2016, sin IVA, y no con fecha de octubre como menciona la Distribuidora.*

Asimismo, continuando con el análisis de la presentación, se observa que a Fs. 24, refiriéndose al ítem “Adquisición de Vehículos”, el presupuesto presentado adopta valores de \$ de junio de 2016. Se reitera que esto constituye un incumplimiento respecto de lo requerido por Enargas, ya que los precios deben ser a agosto de 2016. Similar situación se detecta en otros de los rubros presentados.

Por otro lado, cabe señalar respecto del punto (ii) que la presentación remitida por CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. por nota N° AR/JR/GC/Idm/2480 de fecha 27 de octubre de 2016 presenta diferencias en los montos de inversión estimados en relación a lo indicado en su nota precedente. En este sentido se observa que la planilla que contiene el resumen de las obras que componen el Plan de Inversiones, corriente a Fs. 57, asciende a un monto de 5.476,9 \$MM, distinto del valor mencionado en su primera presentación de 7.533,1 \$MM.

En efecto, tal como mencionara la Distribuidora en la nota citada, se han identificado ajustes menores en la determinación de los precios de las obras que conforman el Plan de Inversión. Asimismo, se observa que en dicha planilla no se incluye la obra “Nuevo gasoducto de alimentación a 7 localidades abastecidas por GNC y GLP de la Provincia de Bs. As.”, por un monto de inversión de 3.101,0 \$MM.

En su lugar figuran las obras “Nuevo gasoducto de alimentación a localidades (Carlos Tejedor y América) abastecidas por GNC de la Prov. Bs. As y Ref. Gasoducto Pehuajó” por un monto de 1.047,47 \$MM y “Nuevo gasoducto de Alimentación a Gral. Villegas”, con inversión equivalente a 416,80 \$MM.

Estos ajustes dan cuenta de las variaciones en los montos de inversión informados en ambas presentaciones, según aclara la Distribuidora. Es de destacar que, a los efectos del análisis, se

tomará como referencia válida lo indicado en la planilla resumen presentada a Fs. 57 del Expediente.

A continuación, se procederá a analizar en forma exhaustiva el nuevo Plan de Inversiones presentado por CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. con fecha 27 de Octubre de 2016, por un monto de 5.476,9 \$MM, en lo relativo a su cumplimiento respecto de los requisitos establecidos por Enargas, de acuerdo con las notas oportunamente citadas.

21. PLAN DE INVERSIONES AJUSTADO A OCTUBRE DE 2016

El presente apartado se ocupa del análisis de las características de la presentación realizada por CAMUZZI GAS PAMPEANA por nota N° AR/JR/GC/Idm/2480 de fecha 27 de octubre de 2016, en lo relativo a su Plan de Inversiones.

Para ello se dividió el estudio de acuerdo con las categorías definidas en la planilla resumen presentada a Fs. 57 del Expediente N° 30.042, según se detalla a continuación:

- a. Operación y Mantenimiento
- b. Medidores
- c. Muebles y equipamiento para oficinas, depósitos y talleres
- d. Obras edilicias en oficinas, depósitos y talleres
- e. Informática
- f. Refuerzos de Gasoductos, Ramales y Redes
- g. Seguridad
- h. Confiabilidad

21.1. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

21.1.1. ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS

La Distribuidora dice disponer de 500 vehículos, de los cuales 465 están operativos y el resto, es decir 35, están destinados a subasta. Aclara además que, respecto al total del parque, 104 tienen menos de 5 años, 159 entre 5 y 10 años y 237 más de 10 años. Indica que tiene previsto adquirir 329 unidades en reemplazo de parte de las existentes dado su estado actual y ampliar el parque actual en 35 nuevas unidades.

De lo expuesto se deduce que adquirirá $329 + 35 = 364$ unidades, lo que resulta confirmado por lo indicado en el cuadro agregado a continuación (Fs. 23), si bien no lo dice expresamente. Analizando el cuadro también se concluye que se invertirá en concepto de inversión en vehículos un monto de 103,85 MM de \$ de junio de 2016, según se menciona a Fs. 24 en el punto 8. Presupuesto.

Respecto a lo expuesto, cabe realizar las siguientes observaciones:

1. Respecto a los vehículos a adquirir, no se indica marca, modelo, ni costo unitario, sino sólo un costo promedio por jurisdicción.

2. Respecto al lugar de destino no se aclara para el caso definido como Regional de seguridad, cómo será esa distribución.

21.1.2. MAQUINARIAS, HERRAMIENTAS MAYORES E INSTRUMENTOS

Se refiere a la provisión de maquinarias, herramientas mayores e instrumentos tales como detectores de tres gases, equipos detectores de fugas, explosímetros doble escala, generadores 8 kVA motor 4 tiempos, motosoldadoras, muestreadores Dynapack, odorímetros, unidades de control de electrofusión, prensas hidráulicas, zorras hidráulicas y máquinas de perforación.

Al tratar este tema a Fs. 40, CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. agrega un cuadro del que se desprende que el monto total por la adquisición es de 28,37 \$MM. No obstante, no se especifica la composición de dicha inversión, las cantidades consideradas, ni los valores unitarios correspondientes a los ítems mencionados.

21.2. ADQUISICIÓN DE MEDIDORES

Al tratar este tema a Fs. 26, CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. agrega un cuadro del que se desprende que adquirirá 239.383 medidores, según el siguiente detalle:

a.	G4	229.932
b.	G6, G10, G16, G25, Rotativos y turbinas	8.821
c.	Unidades correctoras y accesorios	630

Esto determina, según surge del cuadro agregado a Fs. 28, una inversión de 203,36 \$MM de junio de 2016.

21.3. ADQUISICIÓN DE MUEBLES PARA OFICINAS, DEPÓSITOS Y TALLERES

Se refiere a la provisión de equipos de acondicionamiento de aire, frío-calor, estufas, escritorios, mesas, sillas, armarios, modulares, y demás equipamientos para oficinas comerciales, depósitos y talleres para el quinquenio 2017-2021.

Todos estos bienes amueblarán las unidades de negocio existentes en Bahía Blanca, La Plata, Mar del Plata, Olavarría y Santa Rosa.

Analizada la presentación se concluye que corresponde observar que no se incluye un listado detallado ni el valor unitario de los bienes citados, por lo cual no es posible evaluar la corrección del valor establecido para este rubro.

También en este caso se incumple con lo dispuesto por Enargas en lo relativo a que los precios deben ser en \$ de agosto de 2016.

21.4. OBRAS EDILICIAS EN OFICINAS, DEPÓSITOS Y TALLERES

Se refiere a las obras edilicias para el reacondicionamiento, ampliación de las oficinas, depósitos y talleres en los centros operativos y plantas de la Distribuidora.

A Fs. 46 del expediente presenta una tabla donde describe los trabajos edilicios a realizarse en los diferentes centros operativos. Se discrimina el monto a invertir en cada caso, totalizando un

valor de 24,72 \$MM, aunque no existe un detalle de los valores unitarios asociados, ni una explicación de la manera en que se alcanza dicha cifra final.

21.5. INFORMÁTICA

Se refiere a los siguientes proyectos, según se lista a Fs. 49 del Expediente: Gestión Operativa, Actualización Tecnológica, Sistema Geocall, Proyecto SAP-PM/LAM, Plataforma CRM, Sucursal Digital, Solución de Printing, Ingeniería de Sistema de Facturación, Telemedición a Industrias, Integración SAP-PM/Geocall, Nueva Telemedición – FIX, Plataforma Telecontrol, Business Intelligence, Actualización Software entorno Windows, MMigración Sistema SAP a SAP HANA S4, Sistema de Seguridad Informática.

Corriente a Fs. 53 del Expediente se incluye una tabla de acuerdo con lo solicitado por Enargas en Nota N° ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07431, incorporando una breve descripción del proyecto y el monto destinado.

No existe respaldo de la estimación realizada para cada uno de los ítems de este rubro, para poder efectuar posteriores análisis acerca de la razonabilidad de los montos propuestos.

21.6. REFUERZO GASODUCTO, RAMALES Y REDES

Esta categoría la integran 36 obras referidas al refuerzo de Gasoductos, Ramales y Redes, totalizando un monto de inversión de 3.862,95 \$MM, de acuerdo con lo indicado en la planilla adjunta a Fs. 57 del Expediente N° 30.042.

Se analizarán, a título ilustrativo, algunas de dichas obras a los efectos de evaluar la conformidad de la presentación realizada respecto de lo requerido por Enargas. En este sentido, observamos que, por ejemplo, a Fs. 70, se describe la obra “Expansión de Sistemas Pampeano Norte y Este”, que representa una inversión de 949,11 \$MM.

Dicha obra se refiere a la instalación de un loop de gasoducto de 35 km de 16” de Dn., 42 km de 10” de Dn. y 9 km de 12” de Dn. (derivación Santa Rosa), refuerzo de ramal 0,8 km de 10” de Dn. y 1,9 km de 6” de Dn. e Interconexión a PC Colonia Barón.

Al respecto cabe realizar algunas siguientes observaciones:

1. La memoria descriptiva resulta incompleta, ya que no incluye indicación expresa de las características de los caños a utilizar, el tipo de interconexión con el sistema existente, la metodología de cálculo empleado, entre otros aspectos.
2. Respecto de las simulaciones del sistema, cabe aclarar que a partir de Fs. 75 se presentan una serie de gráficos que describen la evolución intradiaria de las presiones críticas, y seguidamente se adjuntan esquemas correspondientes a los Escenarios I y III para el sistema N° 043 Santa Rosa/Toay. En este sentido es preciso destacar que en la información presentada no se detallan las hipótesis de trabajo empleadas ni las consideraciones efectuadas respecto de los consumos unitarios adoptados para los usuarios residenciales, comerciales e industriales.
3. No se indica como se establece la cantidad de usuarios beneficiados, ni se listan los volúmenes de gas involucrados.

Respecto a los precios unitarios informados en las planillas de estimación de costos de fojas 84 a 87, para la provisión e instalación de cañerías, se observa que difieren notablemente de los utilizados por la consultora Mercados Energeticos-Bertora para la determinación de los valores de reposición de los gasoductos y ramales de la compañía.

PRESUPUESTO								
								
Proyecto: Refuerzo de ramales Sistema Pampeano		Periodo: 2017						
Rubro: 22 Otros Proyectos de Expansión		Codigo:						
Ubicación: Santa Rosa		Actualización: 1						
		Valor U\$S \$ 15,35						

Rubro	Item	Descripción	Ø	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
1		CONTRATO DE OBRA						
	1	Proyecto constructivo		Gl	1	\$ 587.045,40	\$ 587.045,40	3,10%
	2	Instalación cañería Ac de 3"	3	m		\$ 1.565,70	\$ -	0,00%
	3	Instalación cañería Ac de 4"	4	m		\$ 2.087,60	\$ -	0,00%
	4	Instalación cañería Ac de 6"	6	m	1900	\$ 3.131,40	\$ 5.949.660,00	31,43%
	5	Instalación cañería Ac de 8"	8	m		\$ 4.175,20	\$ -	0,00%
	6	Instalación cañería Ac de 10"	10	m	800	\$ 5.219,00	\$ 4.175.200,00	22,05%
	7	Instalación cañería Ac de 12"	12	m		\$ 5.262,80	\$ -	0,00%
	8	Conexión Ac-Ac	4	Un	4	\$ 171.920,00	\$ 687.680,00	3,63%
	9	Instalación de válvula		Un		\$ -	\$ -	0,00%
	10	Cruces especiales		Un		\$ -	\$ -	0,00%
	11	Prueba de resistencia y hermeticidad		m	2700	\$ 207,23	\$ 559.507,50	2,96%
	12	Protección Anticorrosiva		m	2700	\$ 95,17	\$ 256.959,00	1,36%
	13	Georreferenciación		m	2700	\$ 41,45	\$ 111.901,50	0,59%
	14	Planos conforme a obra		Gl	1	\$ 587.045,40	\$ 587.045,40	3,10%
	15	Imprevistos		Gl	1	\$ 2.582.999,76	\$ 2.582.999,76	13,64%
TOTAL CONTRATO							\$ 15.497.998,50	81,86%

Rubro	Item	Descripción	Ø	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
2		MATERIALES						
	1	Cañería Ac de 3"	3	m		\$ 381,60	\$ -	0,00%
	2	Cañería Ac de 4"	4	m		\$ 611,85	\$ -	0,00%
	3	Cañería Ac de 6"	6	m	1900	\$ 815,55	\$ 1.549.536,45	8,18%
	4	Cañería Ac de 8"	8	m		\$ 1.068,62	\$ -	0,00%
	5	Cañería Ac de 10"	10	m	800	\$ 1.616,36	\$ 1.293.084,00	6,83%
	6	Cañería Ac de 12"	12	m		\$ 2.144,09	\$ -	0,00%
	7	Cañería Ac de 16"	16	m		\$ 2.673,97	\$ -	0,00%
	8	Cañería Ac de 24"	24	m		\$ 8.104,80	\$ -	0,00%
	9	Válvula S-		Un		\$ -	\$ -	0,00%
	10					\$ -	\$ -	0,00%
	11	Flotes		Gl	1	\$ 113.704,82	\$ 113.704,82	0,60%
TOTAL MATERIALES							\$ 2.956.325,27	15,62%

Rubro	Item	Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
3		INSPECCION DE OBRA						
	1	Obra		Mes	4	\$ 100.000,00	\$ 400.000,00	2,11%
	2	Taller		Día		\$ 4.800,00	\$ -	0,00%
TOTAL INSPECCION							\$ 400.000,00	2,11%

Rubro	Item	Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
4		SERVIDUMBRES/PREDIOS						
	1	Servidumbre		Un		\$ -	\$ -	0,00%
	2	Predio		Un		\$ -	\$ -	0,00%
TOTAL INSPECCION							\$ -	0,00%

Rubro	Item	Descripción	Detalle	Unidad	Cantidad	PU	Precio Total	Incidencia %
5		VIATICOS						
	1	General		Un	1	\$ 77.489,99	\$ 77.489,99	0,41%
TOTAL INSPECCION							\$ -	0,00%
TOTAL GENERAL OBRA							\$ 18.931.813,82	100,00%

En efecto el costo unitario de instalación de gasoductos y ramales puede inferirse de dicha tabla de la siguiente manera:

Diámetro (pulg)	Instalación (\$/m)	Pruebas, PC y Georef. (\$/m)	Proyecto y CAO 3% (\$/m)	Imprevistos 5% (\$/m)	Material Unitario (\$/m)	Costo Unitario (u\$s/pulg.m)
3	1.565,70	343,85	57,29	98,34	381,60	53,13
4	2.087,60	343,85	72,94	125,22	611,85	52,79
6	3.131,40	343,85	104,26	178,98	815,55	49,66
8	4.175,20	343,85	135,57	232,73	1.088,62	48,66
10	5.219,00	343,85	166,89	286,49	1.616,36	49,72
12	6.262,00	343,85	198,18	340,20	2.144,09	50,43
16	8.596,00	343,85	268,20	460,40	2.673,97	50,25
24	12.894,00	343,85	397,14	681,75	8.104,80	60,86

Nota: Tipo de cambio aplicado por CGP 15,35 \$/usd

El valor utilizado por la auditora para la determinación del valor de reposición de gasoductos y ramales de la distribuidora fue de 34,35 usd/pulg.m (no incluye el IVA), muy inferior a los valores que se observan en la tabla anterior. (Ver apartado correspondiente al Análisis de la Base Tarifaria como activo físico de la Distribuidora)

Los valores obtenidos en la tabla superan al adoptado por la auditora entre un 41% y un 77%.

El valor calculado por la auditora se soporta con una detallada planilla de cálculo donde se desglosan la mano de obra, los materiales, los indirectos, los distintos tipos de tareas, beneficio, impuestos, etc., lo que da soporte al valor calculado por esta.

Esta diferencia de costos presupone una sobrevalorización de las obras de gasoductos y ramales de la Distribuidora.

Por este motivo se ha considerado conveniente verificar el costo real de las obras finalizadas por la Distribuidora a la fecha para confirmar si existe efectivamente la sobrevalorización mencionada, lo cual se realiza más adelante.

Respecto a la obra "Refuerzo de red La Plata", a fs. 91, se indica que se compone de la instalación de 18.100 m de red de PE, 3.000 m de ramal de 6" de Dn. y una Estación Reguladora de Presión, por un monto total de 80,44 \$MM. El análisis para este caso es de similares características a lo indicado anteriormente.

En lo relativo a la instalación de superficie que forma parte de la obra, se debe señalar que no se da suficiente información como parte de la memoria descriptiva, para poder verificar la valorización de esta adecuadamente.

Tampoco se da, como se sugiere en la nota Nota ENRG/GD/GDyE/GT N°09753 de Enargas, las características de una instalación típica adoptada por la Distribuidora para las condiciones de diseño correspondientes.

El resto de las obras que componen este apartado guarda relación con lo presentado hasta ahora, por lo que les caben consideraciones de similares características.

21.7. SEGURIDAD

Esta categoría la integran tres obras referidas a la renovación de gasoductos, redes y ramales, por un monto total de 205,85 \$MM, de acuerdo con lo indicado en la planilla adjunta a Fs. 57 del Expediente N° 30.042. A continuación, se presentan algunas observaciones que merecen particular consideración.

A Fs. 442 se detalla la obra “Renovación de redes antiguas y servicios”, que consisten en la renovación de aproximadamente 90.000 m de redes en las localidades de Olavarría, Azul, Punta Alta, Bragado, Monte, Necochea y Balcarce.

No se provee una memoria descriptiva de la obra que detalle las condiciones de operación de las redes de referencia, ni se informan diámetros, presiones y caudales distribuidos.

Respecto a esta obra se ha verificado, que al igual que en el caso de Gasoductos y Ramales, los valores considerados para las obras son sustancialmente superiores a los valores típicos considerados por la Auditora que determinó el valor de reposición de los activos de la compañía.

Esto puede apreciarse en la siguiente tabla:

Proyecto	Presupuesto (\$)	Longitud de Red (m)	Precio por Metro Lineal (\$/m)	Diferencia %
Valor de Reposición (ME-Bertora)	16.568.112,00	25.000	662,72	-
Renovación de Red Sector 1	20.840.227,00	12.285,00	1.696,40	156%
Renovación de Red Sector 2	27.709.994,00	13.640,00	2.031,52	207%
Renovación Bº M.Moreno	41.032.934,00	23.570,00	1.740,90	163%
Renovación Bº San Vicente	35.979.547,00	20.870,00	1.723,98	160%
Renovación Bahía Blanca 4º Etapa	25.787.472,00	13.320,00	1.936,00	192%
Renovación Bahía Blanca 5º Etapa	27.982.793,00	13.920,00	2.010,26	203%
Renovación Bragado	62.243.306,00	39.600,00	1.571,80	137%

El valor calculado por la auditora se soporta con una detallada planilla de cálculo donde se desglosan la mano de obra, los materiales, los indirectos, los distintos tipos de tareas, beneficio, impuestos, etc., lo que da soporte al valor calculado por esta.

Esta diferencia de costos presupone una sobrevalorización de las obras de gasoductos y ramales de la Distribuidora.

Por este motivo, como se expresara anteriormente, se ha considerado conveniente verificar el costo real de las obras finalizadas por la Distribuidora a la fecha para confirmar si existe efectivamente la sobrevalorización mencionada, lo cual se realiza más adelante.

Para el proyecto “Renovación de gasoductos y ramales”, descripta a Fs. 460 del Expediente, caben comentarios similares a los listados respecto de la “Renovación de Redes”. La memoria descriptiva es exigua y no resulta suficiente para la determinación de la obra propuesta. Tampoco se mencionan planos de referencia correspondientes ni se lista la documentación típica aplicable.

21.8. CONFIABILIDAD

Esta categoría la integran nueve obras referidas a diversos temas, entre los que se cuentan la Adecuación de los Sistemas de Protección Catódica, Adecuación de la Planta Compresora Colonia Barón, Instalación de Válvulas en Ramales, Instalación de Puentes de Medición, Instalación de Odorizadores, Telemedición, y Plantas Reguladoras. Esta categoría totaliza un monto de 685,48 \$MM de acuerdo con lo con lo indicado en la planilla adjunta a Fs. 57 del Expediente N° 30.042.

A Fs. 477 del Expediente se describe la obra “Adecuación del Sistema de Protección Catódica” que se refiere a la provisión e instalación de rectificadores, kit de ánodos, electrodos de referencia, gabinetes y equipamiento para telemedición. Se indica también que los trabajos se realizarán en el ámbito de las Unidades de Negocio La Plata, Mar del Plata, Bahía Blanca, Olavarría y Santa Rosa.

Al respecto cabe realizar las siguientes observaciones:

1. No se detallan las zonas donde debe realizarse la adecuación, al margen de la denominación general de las unidades de negocio aplicables.
2. No se presenta memoria descriptiva que respalde la inversión propuesta. Lo presentado no se corresponde con lo que se solicita, ya que describe a modo general el procedimiento de instalación de dispersores, de acuerdo con los estándares de la Distribuidora.
3. Con la información provista no es posible efectuar una localización geográfica precisa del emplazamiento de las obras de adecuación.

Posteriormente, a Fs. 490 del Expediente, se describe la obra “Adecuación de Planta Compresora Colonia Barón”. De esta obra se indica que los trabajos involucran una serie de arreglos técnicos de las Motocompresoras que permitan mejorar la confiabilidad en el suministro de gas.

De dicha presentación surgen las siguientes observaciones:

1. No se presenta una memoria descriptiva de los trabajos a realizar en la Planta. No se detallan condiciones de operación, características de los equipos a instalar, dimensiones o presión de diseño. La descripción de la adecuación resulta insuficiente a los efectos del análisis. No hay mención de plano proyecto de referencia.
2. Se menciona que los trabajos involucran la modificación de la cañería de reciclo de planta, sin remitir a plano de proyecto, ni dar las características técnicas de dicha adecuación. Faltan detalles de las interconexiones previstas, la obra civil y eléctrica asociada, etc.
3. También se menciona la instalación de un sistema que “permita mejor control desde sala de máquina del caudal de entrada”. No obstante, no se dan detalles de cómo será este sistema ni de cómo se implementará, y si implica modificaciones del sistema existente, etc.

Más adelante, a Fs. 507 del Expediente se presenta la obra “Instalación de puentes de medición”, que se refiere a la provisión e instalación de puentes de medición, a la adecuación de puentes de medición para balance y a la provisión de unidades correctoras y medidores (turbina y rotativos). Se indica asimismo que los trabajos se efectuarán en el ámbito de las Unidades de Negocio La Plata, Bahía Blanca, Olavarría y Santa Rosa.

De lo expuesto surgen los siguientes comentarios:

1. No se detallan las características de diseño de las estaciones de medición previstas en lo referente a caudal y presión de diseño, tamaño y tipo de filtros, tamaño y tipo de medidor de caudal, instrumentación prevista para la compensación del caudal, etc.

2. No hay detalles precisos respecto de la localización de las instalaciones de superficie. Faltan las características y cantidades proyectadas en cada caso. Tampoco se indica en qué casos se prevé la construcción de instalaciones nuevas y cuáles corresponderán a una adecuación.
3. La planilla de presupuestos que se adjunta a Fs. 512 es imprecisa en lo referente a las características de las instalaciones y los instrumentos y equipos que se instalarán. Se omiten detalles de la obra civil, iluminación, obra eléctrica, cañeros, etc.
4. En el punto 3.2 de la presentación (Fs. 510) se indica que se realizará la adecuación de 30 puentes de medición, que por sus características actuales requieren una actualización de su equipamiento auxiliar (filtro, computador, sensores). No se presenta un listado discriminado que permita identificar las características de cada obra, a los efectos de determinar los cotos, tal como requiere la Autoridad Regulatoria.

Similares consideraciones recibe el proyecto “Instalación de odorizadores”, corriente a Fs. 516 del Expediente. La presentación carece de una tabla resumen que indique dónde serán instalados los equipos, qué características tendrá cada uno de ellos, así como las condiciones de diseño de la instalación de superficie a la que corresponden.

También en este caso, la ubicación geográfica indicada es imprecisa a los efectos de su localización, incurriendo en un incumplimiento respecto de lo requerido por Enargas, siendo que únicamente se menciona la Provincia donde será instalado.

Por otro lado, a Fs. 533 se presenta el proyecto “Plantas Reguladoras”. El mismo se refiere a la construcción de nuevas plantas reguladoras y a la potenciación, adecuación o reemplazo de partes de plantas existentes o equipos auxiliares.

En línea con lo que venimos mencionado para otros proyectos, de esta obra podemos decir lo siguiente:

1. No se presenta una Memoria Descriptiva, motivo por el cual no es posible determinar cuáles serán sus características operativas
2. En el punto 3.2 (Fs. 536) se indica que se prevé el cambio de 54 ramales de regulación y 108 válvulas, sin dar detalle alguno respecto de sus características técnicas, tales como diámetro, serie de diseño, caudal de operación o incluso su emplazamiento.
3. Ídem para el punto 3.4 (Fs. 537), donde se refiere al cambio de calentadores indirectos, para los que no se indica el caudal de gas natural ni presión de diseño, diámetro del equipo, potencia requerida etc.

22. CONSIDERACIONES PARTICULARES A LA PRESENTACIÓN DE CGP

Con posterioridad a su presentación del 27 de octubre de 2016 por Nota N° AR/JR/GC/Idm/2480, CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. remite la Nota N° AR/JR/GC/Idm/2507 de fecha 28 de octubre de 2016, con referencia a la nota de Enargas N° ENRG/GD/GDyE/GT N°09753.

Con este motivo, indica lo siguiente:

- i) *“En tal sentido, se informa que la información allí solicitada, detallada en los puntos 1) a 5) de la Nota en responde, ha sido presentada a dicha Autoridad Regulatoria mediante Nota*

AR/JR/GC/Idm/2480 del 27 de octubre pasado, a la cual nos remitimos por razones de brevedad, ratificándola en todos sus términos”.

- ii) *“Por otra parte, y en relación al requerimiento del punto 6) de la misma nota, ponemos en su conocimiento el intercambio epistolar habido con la Transportista, por medio del cual la Transportista le ha requerido a la Distribuidora y ésta le ha indicado la confirmación de las capacidades actualmente suscriptas y el requerimiento de capacidad incremental necesaria”.*

De lo expuesto se observa que CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. ratifica en esta oportunidad el cumplimiento con los requisitos solicitados por Enargas, por notas ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07431 y ENRG/GD/GDyE/GT N°09753.

No obstante, de este análisis surgen los siguientes comentarios:

1. Si bien se realiza una apertura de precios en los presupuestos adjuntados con la presentación, muchos de los valores referidos resultan insuficientes a los efectos del análisis y seguimiento de los costos.
2. Los costos unitarios utilizados para las obras de gasoductos y ramales, y redes de polietileno, superan por mucho los valores utilizados por la auditora en la determinación del valor técnico de reposición de la compañía, los cuales deberían ser coincidentes o aproximados.
3. No se indican las condiciones de operación de las Estaciones de regulación de presión previstas ni se detallan sus características. Tampoco se define una configuración típica, tal lo solicitado por Enargas, a los efectos de señalar el costo estimado.
4. La memoria descriptiva de los proyectos que es presentada no permite identificar en forma precisa el emplazamiento de los trabajos.
5. Las simulaciones adjuntadas no se acompañan con una memoria de cálculo que permita validar los resultados que se exponen. No se indican las presiones mínimas de contrato en cabecera, no se detallan las hipótesis de trabajo ni se explicitan las conclusiones a las que se arriba como resultado del ejercicio.
6. En lo relativo a la comunicación con la Transportista, a Fs. 556 se adjuntan las notas intercambiadas con la Transportadora Gas del Sur, con el resultado más arriba indicado.

23. ESCALONAMIENTO DE LAS INVERSIONES

Con fecha 29 de noviembre de 2016 (Fs. 566), CAMUZZI GAS PAMPEANA remite la Nota N° AR/JR/GC/2755, en respuesta a la solicitud de escalonamiento de las inversiones por parte de Enargas (Nota N° ENRG GD/GT/GRCG/GDyE/GAL/I N° 10429 de fecha 8 de noviembre de 2016).

En este sentido se adjunta una planilla a Fs. 568 con el escalonamiento solicitado, indicando que se siguen las pautas de ordenamiento establecidas por la Autoridad Regulatoria. De la planilla surgen los siguientes escalones de inversión, por un monto total de 5.459 \$MM:

- a. Escalón 1: 1.614 \$MM

b. Escalón 2: 3.845 \$MM

Este monto resulta del mismo orden de magnitud que 5.476,9 \$MM, indicado en su presentación de fecha 27 de octubre de 2016, pero le caben las mismas consideraciones de incumplimiento respecto de lo establecido por Enargas.

La Distribuidora indica que los motivos de esta variación en el monto total de 5.476,9 \$MM a 5.459,0 \$MM se deben a la necesidad de reincorporar la obra “Refuerzo del sistema de alimentación Tandil – Mar del Plata y De la Costa”, y de mantener el “Refuerzo del Gasoducto a Pehuajó”, eliminando el “Nuevo gasoducto de alimentación a las localidades abastecidas por GNC (Carlos Tejedor y América)”

Posteriormente con fecha 21 de diciembre de 2016, por nota N° AR/JR/GT/Id/2950 (Fs. 591 del expediente), CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. solicita incorporar la obra “Nuevo gasoducto de alimentación a Carlos Tejedor y América”, por un monto de 799 \$MM en reemplazo de la obra “Refuerzo del sistema de alimentación Tandil – Mar del Plata y De la Costa”, 965 \$MM.

Estas modificaciones configuran el Plan de Inversiones final definido por CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A., sometido al análisis de la Autoridad Regulatoria.

24. OBRAS INCORPORADAS AL PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIO

A Fs. 603 del Expediente N° 30.042, Enargas agrega con fecha 30 de marzo de 2017, el INFORME GD N° 91/17 - REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL INVERSIONES QUINQUENIO 2017-2021 – CAMUZZI GAS PAMPENA S.A., que cubre los siguientes aspectos:

1. Objeto
2. Consideraciones generales
3. Proyectos del quinquenio
4. Antecedentes
5. Composición, características y observaciones del plan
6. Conclusiones

En dicho informe se establece que en función de las inversiones propuestas por CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. y del análisis de la razonabilidad de los proyectos propuestos, se procedió a clasificar los proyectos presentados en “Inversiones obligatorias” e “Inversiones no obligatorias” o “Complementarias”.

De ello se concluye que el total de las inversiones que deberán ser incorporadas en la revisión tarifaria integral como OBLIGATORIAS, asciende a la suma de \$ 4.056,74 en MM, de acuerdo con el siguiente detalle”:

A continuación, agrega un cuadro en el que detalla: 1er Año = 197,48; 2do Año = 854,78; 3er Año = 1.220,78; 4to Año = 1.006,37; 5to año = 777,50; TOTAL 4.056,74.

25. COMPARACIÓN DE MONTOS COMPROMETIDOS DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS

Como se ha expresado anteriormente, debido a la diferencia existente entre los costos unitarios aplicados al cálculo del valor de reposición y los utilizados para determinar el costo de las inversiones, es necesario realizar una comparación de los gastos realmente erogados con los presupuestados para verificar si existió una sobrevalorización de las obras.

En el cuadro siguiente puede observarse este análisis para las obras que originalmente figuraban en el plan de inversiones y que han sido finalizadas a la fecha, de modo de asegurar que no se realizarán nuevos desembolsos para esos proyectos. Los valores de los montos erogados fueron expresados en pesos a valores de diciembre de 2016, ajustados por IPIM nivel general, para poder efectuar la comparación, ya que los gastos efectivamente se realizaron a lo largo de los años 2017 a 2019.

Obra		Valor s/Resolución a Dic 2016	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
20003_2017_01_MPL-21-01-17_0	Refuerzo red Mar del Plata	\$ 7.214.729,81	\$ 4.581.662,74	\$ 2.633.067,07	57%
20003_2017_01_NEC-21-01-17_0	Refuerzo red Balcarce	\$ 33.085.274,08	\$ 15.324.865,82	\$ 17.760.408,25	116%
20003_2017_01_TAN-21-01-17_0	Refuerzo ramal y red de Tandil	\$ 36.452.577,25	\$ 22.360.963,22	\$ 14.091.614,04	63%
20003_2017_05_INFORMÁTICA_2	Sistema Geocall	\$ 33.000.000,00	\$ 26.360.888,65	\$ 6.639.111,35	25%
20003_2017_05_INFORMÁTICA_4	Solución de Printing	\$ 3.750.000,00	\$ 2.589.323,06	\$ 1.160.676,94	45%
20003_2018_03_SRO-08-01-18_0	Adecuación de PC Cnia. Barón	\$ 15.005.165,70	\$ 10.845.803,23	\$ 4.159.362,46	38%
20003_2018_05_INFORMÁTICA_6	Actualización software entorno Windows	\$ 9.278.589,00	\$ 4.936.847,06	\$ 4.341.741,94	88%
20003_2018_05_INFORMÁTICA_7	Sistema de Seguridad Informática	\$ 15.000.000,00	\$ 9.741.296,78	\$ 5.258.703,22	54%
Total general		\$ 152.786.335,83	\$ 96.741.650,56	\$ 56.044.685,27	58%

De la comparación efectuada se observa que en todos los casos existió un excedente de presupuesto, como motivo de una sobrevalorización de las obras.

Las diferencias observadas van desde un 25% a un 116 %, observándose grandes diferencias en obras de redes y ramales, con un promedio ponderado del 58% de excedente en este total, el cual solo es una porción de las obras del plan de inversiones.

26. RESOLUCIÓN I-4358

26.1. DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA

Con fecha 30 de marzo de 2017 la Autoridad Regulatoria emitió la Resolución I-4358, donde en su artículo tercero se aprueba el Plan de Inversiones de la Distribuidora, junto con la metodología para su control:

ARTÍCULO 3°: *Aprobar el Plan de Inversiones de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. obrante en el Anexo III integrante del presente acto, y la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, que como Anexo IV forma parte de esta Resolución.*

También se aclara en los considerandos:

Que se ha llevado a cabo un análisis sobre la razonabilidad de los proyectos propuestos, verificando que estén en línea con el cumplimiento de la normativa técnica vigente en materia de seguridad, los estándares mínimos de calidad, los procedimientos propios de la Licenciataria y

la implementación de otras mejoras en materia de confiabilidad y en pos de garantizar un servicio regular y continuo para el sistema.

Y también indica respecto del Plan de Inversiones:

- i) Que en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, la Licenciataria presentó su Plan de Inversiones para el quinquenio 2017-2021, detallando las obras a ejecutar, su fundamentación técnica y sus presupuestos.
- ii) Que, a partir del Plan de Inversiones presentado por la Licenciataria, esta Autoridad Regulatoria clasificó las obras y proyectos de aquel en “Inversiones Obligatorias” e “Inversiones No Obligatorias” o “Complementarias”, conforme se encuentran detalladas en el Anexo III que forma parte integrante de la presente Resolución.
- iii) Que las Inversiones Obligatorias son aquellas consideradas indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requeridos por la normativa vigente.
- iv) Que las Inversiones No Obligatorias o Complementarias son aquellas necesarias para mitigar, durante los próximos cinco (5) años, todo tipo de restricciones que estuvieran limitando nuevas conexiones sobre redes existentes; o aquellas inversiones necesarias para abastecer nuevas localidades o sectores que actualmente no cuentan con el servicio de gas natural por redes.
- v) Que las Inversiones Obligatorias han sido consideradas en los cuadros tarifarios de la Licenciataria, por lo que esta última estará obligada a llevar a cabo, construir e instalar todas las Inversiones Obligatorias especificadas en el Anexo III (Cuadro I), que forma parte integrante de la presente.
- vi) Que si la Licenciataria ejecutara las Inversiones Obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto en el Anexo III (Cuadro I), entonces deberá invertir la diferencia en otras obras y proyectos que cuenten con la aprobación previa de esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal.
- vii) Que la Licenciataria deberá, en todos los casos, erogar la suma especificada en el Cuadro I del Anexo III en Inversiones Obligatorias, o en otras obras y/o proyectos aprobados por esta Autoridad Regulatoria. En caso de no alcanzar tal suma en un determinado año calendario, y no existir excesos de inversión aprobada por la Autoridad Regulatoria efectuados en años anteriores con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la deficiencia será pagadero por la Licenciataria a esta Autoridad Regulatoria en concepto de multa.
- viii) Que la Licenciataria deberá presentar anualmente a satisfacción de esta Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias.
- ix) Que, durante el quinquenio 2017-2021, la Licenciataria podrá proponer a esta Autoridad Regulatoria la ejecución de obras y trabajos no contemplados en el Anexo 1/1, como obras a realizar por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3.in fine de las RBL, supuesto en que la Autoridad Regulatoria, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.

26.2. MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

Posteriormente en el Anexo III de la citada Resolución se adjunta el Cuadro I, donde se detallan las Inversiones Obligatorias aprobadas por la Autoridad Regulatoria, con el plazo de ejecución en meses y el monto de inversión en millones de pesos, totalizando un valor de 4.056,74 \$MM. El Plan de Inversiones Obligatorias aprobado se detalla en el punto 10.1 del presente documento.

Finalmente, en el Cuadro II del Anexo III de la Resolución se detallan asimismo las Inversiones No Obligatorias o Complementarias definidas por Autoridad Regulatoria, por un monto total de 1.402,26 \$MM. Las Inversiones No Obligatorias aprobadas se detallan en el punto 10.2 del presente documento.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución I-4358, las obras listadas en Cuadro I han sido consideradas dentro de los cuadros tarifarios aprobados por el Artículo 2°. A partir de esto y en función del mecanismo compensatorio de la inversión establecida en los considerandos de la Resolución, la Licenciataria estaba obligada a erogar la suma especificada en calidad de inversión obligatoria, ya fuera en aquéllas o en otras obras y/o proyectos aprobados por esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal.

Este mecanismo tiene por objeto equilibrar las diferencias que puedan surgir entre los costos reales de las obras y los especificados a tal efecto en el Anexo III. Dicha metodología garantiza que, cuando las obras resulten de un costo menor que el estimado por la Licenciataria, se realicen, en definitiva, inversiones por el total del monto aprobado.

Sin embargo, es de destacar que, tal como ya se mencionó, los cuadros tarifarios aprobados consideran los montos definidos por la Licenciataria en su Plan de Inversiones, sin contemplar posibles diferencias entre el monto comprometido y el costo real de la misma. Por lo tanto, si se dieran diferencias entre los valores comprometidos y los efectivamente erogados – tanto por exceso como por defecto – se pondría de manifiesto la falta de correlación entre el cuadro tarifario establecido y el valor de las inversiones reales, lo que resultaría una falencia del mecanismo aplicado.

26.3. METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

Por otro lado, es de interés señalar que en el Artículo 3°, la Autoridad Regulatoria aprobó la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, indicada en el Anexo IV de la Resolución. Esta metodología se compone de dos aspectos: el Control Físico de Inversiones Obligatorias (Anexo IV, Apéndice A), y el Proceso Informativo de Gastos y Desembolsos (Anexo IV, Apéndice B).

Respecto del Control Físico de Inversiones Obligatorias, en el Anexo IV – Apéndice A de la Resolución, se indica que su objetivo es establecer criterios de control del Plan de Inversiones, a fin de verificar la ejecución física, el avance y el grado de cumplimiento de las Inversiones Obligatorias y/o aquéllas que las sustituyan o reemplacen (conforme con lo dispuesto en el Anexo III de la Resolución).

Con relación a este tema, la Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria que informe inicialmente la planificación y programación de las Inversiones Obligatorias previstas en el Anexo III. Dicha planificación y programación deberá contener, entre otros aspectos, un cronograma de

ejecución de cada una de las obras y/o trabajos contemplados como Inversiones Obligatorias, y los tiempos involucrados en la adquisición de materiales y equipos, cuando ello corresponda.

Toda vez que se soliciten modificaciones a los cronogramas presentados, la Licenciataria informará los motivos y las causas que dieran lugar a las mismas, conjuntamente con un nuevo cronograma propuesto.

Para acreditar los avances físicos de las Inversiones Obligatorias la Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria la presentación de toda la documentación que considere necesaria, la que será suscripta por un profesional responsable y con competencia en la materia.

La Licenciataria deberá remitir la documentación requerida en los plazos y con la periodicidad que determine la Autoridad Regulatoria y deberá incluir, cuando ello fuera procedente, no sólo los servicios a contratar, sino también las compras de materiales, bienes, equipos, etc., a adquirir.

A partir de la documentación técnica remitida, la Autoridad Regulatoria podrá realizar nuevos requerimientos, o efectuar auditorías de control de la documentación en sede de la Licenciataria.

La Autoridad Regulatoria, o quien esta última disponga, podrá efectuar también auditorías de campo en los lugares donde se estén desarrollando físicamente las obras y trabajos correspondientes, y requerir toda la información y documentación técnica que considere pertinente a fin de verificar el cumplimiento en la ejecución física de las Inversiones Obligatorias.

Con la periodicidad que la Autoridad Regulatoria determine, a partir de la documentación remitida por la Licenciataria, las actas de auditoría, y de acuerdo a la naturaleza y características de las obras y trabajos en ejecución, aquélla elaborará Informes Técnicos, y comunicará a la Licenciataria cualquier desvío que advierta sobre la documentación analizada o las actas de auditoría efectuadas, sin perjuicio de iniciar los procedimientos administrativos sancionatorios correspondientes.

En lo referente al Proceso Informativo de Gastos y Desembolsos, en el Anexo IV – Apéndice B de la Resolución se establecen los mecanismos de información relacionados con el Plan de Inversiones de la Licenciataria y el cronograma de desembolso anual correspondiente.

Se implementa un flujo informativo analítico por parte de la Licenciataria, el cual tiene carácter de Declaración Jurada, conteniendo Planes de Inversión y Cronograma financiero de desembolsos mensuales de cada uno de los proyectos que lo componen, correspondiente al año en curso; instrumentos de contratación afectados a los respectivos proyectos; y pagos que se efectúen en concordancia a los respectivos instrumentos de contratación.

La Licenciataria deberá tener en guarda y a disposición de esta Autoridad Regulatoria, para cuando se considere oportuna la revisión de campo, los legajos de cada uno de los proyectos de inversión con toda la documentación de respaldo de las declaraciones juradas oportunamente presentadas, a efectos de realizar los controles pertinentes.

En caso de corresponder afectación de mano de obra propia a algún proyecto específico, los legajos antes citados deberán contener en detalle, debidamente firmado por persona autorizada de la Licenciataria, la nómina del personal afectado, con identificación de número de legajo, categoría, horas trabajadas e importe imputado a cada proyecto, totalizado a cada proyecto involucrado. Estos totales deberán estar informados en la DDJJ de Erogaciones como PAMO (Planilla de Asignación de Mano de Obra propia).

En todos los casos, se deberán implementar procedimientos de contratación que aseguren la concurrencia y la obtención de precios transparentes y competitivos.

27.DETALLE DE INVERSIONES APROBADAS POR ENARGAS

27.1. PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS APROBADAS

ANEXO III

I.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS - Camuzzi Gas Pampeana S.A.					
Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
1	Expansión Sistema Pampeano Norte y Este	Loop sobre gasoducto 35 km de Ø 16" y 42 km de Ø 10", 9 km de Ø 12" (deriv. Santa Rosa), ref. de ramal 0.8 km de Ø 10" y 1.9 km de Ø 6" e interconexión PC Cnia. Barón	Varias	39	949,11
2	Refuerzo red La Plata	18100 mts de red de PE + 3000 m de ramal de 6" + ERP	La Plata	10	80,44
3	Refuerzo ramal de alimentación y red de distribución de Tandil	Refuerzo sobre ramal 0.57 km de Ø 8" y 2.6 km de Ø 6". Nueva ERP y Refuerzo de red	Tandil	8	36,45
4	Expansión Sistema Casbas - Trenque Lauquen	Loop 31 km de Ø 8"	Trenque Lauquen	8	213,72
5	Expansión Sistema Barker - Necochea	Loop 12 km de Ø 16"	Necochea	8	174,10
6A	Refuerzo Gasoducto Pehuajo	Refuerzo de 27 km de 10" en gasod. Alimentación a Pehuajo	Pehuajo	9	248,78
8	Refuerzo red Balcarce	450 mts de red de PE + 4300 m de ramal de 6" + ERP	Balcarce	8	33,09
9	Refuerzo red Mar del Plata	2.700 mts	Mar del Plata	8	7,21
10	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Saladillo	Loop 15 km de Ø 6"	Saladillo	8	82,11
11	Refuerzo red Saladillo	1750 mts	Saladillo	8	4,73
12	Refuerzo ramal de alimentación de Chivilcoy	Loop 2 km de Ø 8"	Chivilcoy	6	17,01
13	Expansión Sistema Noroeste	Inst. de 2 equipos de compresión de 1200 HP c/u, refuerzo sobre gasoducto 15 km de Ø 12", interconexión gasoducto alimentación a Bragado	Varias	10	323,42

I - 4358

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
14	Refuerzo red Santa Rosa	2800 mts de red de PE + 2700 m de ramal de 6" + ERP	Santa Rosa	8	35,73
15	Refuerzo red Bahía Blanca	8300 mts de red de PE + 1500 m de ramal de 6" + ERP	Bahía Blanca	10	37,62
16	Refuerzo red Tres Arroyos	950 mts de red de PE + 2000 m de ramal de 6" + ERP	Tres Arroyos	8	25,77
17	Refuerzo red Punta Lara	1500 mts	Punta Lara	8	5,80
18	Refuerzo red Lincoln	1300 mts	Lincoln	8	7,66
19	Refuerzo red Carlos Casares	800 mts	Carlos Casares	8	3,35
20	Refuerzo red Vedia	1356 mts	Vedia	8	5,03
21	Refuerzo red Navarro	1.020 mts.	Navarro	8	3,49
22	Refuerzo red 25 de Mayo	1000 mts	25 de Mayo	8	3,24
23	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Tres Arroyos	Loop 5 km de Ø 6"	Tres Arroyos	8	28,10
24	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Monte Hermoso	Loop 5 km de Ø 8"	Monte Hermoso	8	37,74
25	Refuerzo red Berisso	900 mts	Berisso	8	4,27
26	Refuerzo red Monte	800 mts	Monte	8	2,41
27	Refuerzo red Monte Hermoso	350 mts	Monte Hermoso	8	1,54

I - 4358

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
28	Refuerzo red Bragado	200 mts	Bragado	8	1,16
29	Refuerzo red de Trenque Lauquen	1150 mts	Trenque Lauquen	8	6,62
30	Refuerzo Gasoducto de alimentación a Gral. Belgrano	Loop 5.3 km de Ø 6"	Gral. Belgrano	8	29,60
31	Refuerzo Gasoducto de alimentación a 25 de Mayo	Loop 5 km de Ø 6"	25 de Mayo	8	28,06
32	Refuerzo ramal de alimentación a Rauch	Loop 2 km en Ø 6"	Rauch	8	12,03
33	Refuerzo red Cañuelas	1600 mts	Cañuelas	8	7,39
34	Refuerzo red Gral. Belgrano	1750 mts	Gral. Belgrano	8	5,49
35	Refuerzo red Chascomús	200 mts	Chascomús	8	1,26
37	Renovación de redes antiguas y servicios	Renovación de aproximadamente 90.000 mts. de redes de las localidades de Olavarría, Azul, Bahía Blanca, Punta Alta, Bragado, Monte, Necochea y Balcarce	Varías	46	162,71
38	Renovación de gasoductos y ramales	Renovación de aproximadamente 4.500 mts. de gasoductos y ramales de las localidades de La Plata, Quemu Quemu, Cañuelas, Salto y Cnel. Pringles	Varías	43	33,33
39	Previsión renovación de redes, ramales y gasoductos	% del valor total propuesto	Varías	22	9,80
40	Adecuación de sistema de Protección Catódica	Provisión e instalación de Rectificadores, Kit ánodos, Electrodo de referencia, Gabinete de vereda y de columna, columna, equipamiento para telemedición	Varías	58	159,50
41	Previsión Adecuación Protección Catódica	% del valor propuesto	Varías	22	7,97
42	Adecuación de Planta Compresora Cnia. Barón		Cnia. Barón	6	15,01

I - 4358

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
43	Instalación de válvulas en ramales	Ramal La Invernada - ERP Chile	Mar del Plata	6	22,76
44	Instalación de puentes de medición	Provisión e instalación de puentes de medición; adecuación de puentes de medición para balance, Provisión de Unidades Correctoras y Medidores (Turbina/Rotativos)	Varías	34	41,16
45	Instalación de odorizadores	Provisión e instalación de odorizadores	Varías	58	36,65
46	Telemedición	Telemedición de puntos de medición e instalación de alarmas de baja presión	Varías	34	14,51
47	Plantas Reguladoras	Instalación de nuevas plantas reguladoras y adecuación y ampliación de las existentes.	Varías	58	369,45
48	Previsión plantas reguladoras	% del valor propuesto	Varías	22	18,47
49	Adquisición de vehículos para renovación y acondicionamiento de flota operativa.	Se prevé la renovación de 329 vehículos de la flota operativa por antigüedad y desgaste de la misma. Así también se prevé ampliar la flota existente en 35 vehículos para mejor atención operativa.	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60	103,85
50	Medidores de gas y unidades correctoras.	Se prevé la adquisición de medidores G4 (para consumo Residencial), G6/G10/G16/G25/ Medidores Rotativos y Turbinas (para consumo Comercial e Industrial) y Unidades Correctoras (para Grandes Consumos). Total = 239.383 unidades	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60	203,36
51	Muebles y equipamientos para oficinas, depósitos y talleres.	Provisión de aires acondicionados, estufas, escritorios, mesas, sillas, armarios, modulares y demás mobiliarios y equipamientos para oficinas comerciales, depósitos y talleres.	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60	11,37
52	Maquinarias, Herramientas Mayores e Instrumentos.	Adquisición de Maquinarias, Herramientas Mayores e Instrumentos para operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas.	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60	28,37
53	Obras edilicias en oficinas, depósitos y talleres.	Obras edilicias para reacondicionamiento, ampliación y mejora de oficinas, depósitos y talleres en los centros operativos de la Distribuidora, para una mejor funcionalidad de los inmuebles y atención a usuarios.	Centros Operativos de Camuzzi Gas Pampeana	60	24,72
54	Gestión operativa	Gestión operativa (hardware y software): actividad por la cual se reponen los equipos informáticos y de telemedición, ante averías irreparables u obsolescencia tecnológica. Asimismo se licencian el	Toda la sociedad	60	30,94

I - 4358

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
55	Actualización tecnológica - etapa 1	Actualización tecnológica - etapa 1: consiste en la adquisición e instalación de servidores, storage y ampliación de los existentes, para atender al crecimiento vegetativo de las bases de datos, así como proveer equipos para instalar los nuevos sistemas que se incorporan a la red de la compañía.	Toda la sociedad	60	46,88
56	Sistema Geocall	Sistema Geocall: Sistema de Gestión de las Actividades de campo para los Sistemas Comerciales y Gestión de los Reclamos	Toda la sociedad	12	33,00
58	Plataforma CRM	Plataforma CRM: Sistema de Gestión de relaciones con los clientes, que ayude la empresa a gestionar las relaciones con sus clientes de una manera organizada	Toda la sociedad	24	4,13
59	Sucursal Digital	Sucursal Digital: Publicación mediante un entorno WEB para que el usuario tenga acceso a tu información y realizar trámites.	Toda la sociedad	24	0,75
60	Solución de Printing	Solución de Printing: Su instalación permitirá desarrollar la impresión de formularios a partir de una plataforma mas performante y flexible, mas allá de la aplicación que requiera dicho formulario	Toda la sociedad	24	3,75
61	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 1	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 1: Diseño y programación de dicho sistema en una plataforma moderna, flexible y ágil, a efectos de aprovechar los adelantos producidos en sistemas de programación y abandonar la programación en Cobol	Toda la sociedad	60	111,75
62	Telemedición a Industrias	Telemedición a Industrias: Consiste en la instalación de telemediciones a los clientes mas importantes de la sociedad, permitiendo agilizar los procesos de lectura y facturación de los mismos, así como el control del consumo durante el día.	Toda la sociedad	60	10,50
64	Nueva Telemedición - FIX	Nueva Telemedición - FIX: Incorporación de nuevos puntos de telemedición a efectos de optimizar la operatoria de control y despacho de gas.	Toda la sociedad	36	1,13
65	Plataforma Telecontrol	Plataforma Telecontrol: Renovación de la Plataforma de Telecontrol de las mediciones sobre la traza.	Toda la sociedad	36	8,63
67	Actualización software entorno Windows	Actualización software dominio entorno Windows: Actualización de la plataforma Windows a las nuevas versiones que libere al mercado Microsoft, a efectos de seguir cubiertos por el soporte de dicho proveedor.	Toda la sociedad	12	9,28
68	Migración Sistema SAP a SAP HANA S4	Migración Sistema SAP a SAP HANA S4: Actualización del sistema SAP a la nueva versión liberada por SAP, a efectos de seguir cubiertos por el soporte de dicho proveedor.	Toda la sociedad	12	5,78

I - 4358

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
69	Actualización tecnológica - etapa 2	Actualización tecnológica - etapa 2: adquisición e instalación de servidores, storage y ampliación de los existentes, para atender al crecimiento de necesidad de procesamiento y almacenamiento por nuevos sistemas que se incorporan a la red de la compañía.	Toda la sociedad	24	15,00
70	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 2	Ingeniería Sistema de Facturación - etapa 2: Mejora y actualización del nuevo sistema de Facturación y Cobranzas.	Toda la sociedad	24	33,75
71	Sistema de Seguridad Informática	Sistema de Seguridad Informática: Adquisición e instalación de una solución que permita administrar y monitorear de forma integrada y anticipada, la Seguridad Informática de la sociedad.	Toda la sociedad	12	15,00

Monto de Inversión Comprometida **4.056,74**

27.2. PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS

II.- PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS					
Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
13B	Refuerzos adicionales para la "Expansión Sistema Pampeano Norte y Este"	Refuerzo adicional sobre Gasoducto Pampeano Norte con el fin de satisfacer el crecimiento de la demanda prevista.	Varías	9	186,77
6B	Nuevo gasoducto de alimentación a Carlos Tejedor y América abastecida por GNC de la Prov. Bs. As	69 km de Ø8 " y 48 km de Ø6 "	Carlos Tejedor	9	798,69
7	Nuevo gasoducto de Alimentación a Gral. Villegas	53 km de Ø 8 "	Gral. Villegas	9	416,80

Inversión Complementaria **1.402,26**

28. PLAN DE INVERSIONES DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.

Analizada la presentación realizada por la TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A., con fecha 28 de octubre de 2016 por nota DAL/GEARI N° 1344/16, Ref. RTI-PIN Plan de Inversiones para el quinquenio 2017-2021 (Fs. 7 del Expediente N° 30.048), en respuesta al pedido de ENARGAS, solicitado por nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07428 de fecha 11 de agosto de 2016, sobre el mismo tema, caben las consideraciones que se detallan seguidamente.

En dicha nota ENARGAS solicita la presentación del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado previsto para el próximo quinquenio. El Plan de Inversiones solicitado deberá estar conformado por la totalidad de los proyectos específicos a ejecutar en el quinquenio. Asimismo, indica que a fin de remitir la información, se deberá seguir el esquema de los documentos que como Anexo se adjuntan.

Al respecto, se observa que en el Anexo II de dicha nota expresamente se solicita el cumplimiento de los siguientes aspectos:

1. Denominación del proyecto
2. Objetivos del proyecto
3. Justificación del proyecto agregando toda información de carácter cuantitativa que respalde su inclusión dentro del plan.
4. Memoria descriptiva incluyendo localización y, de corresponder, especificaciones técnicas y/o planos de anteproyecto.
5. Cronograma de ejecución física (en %). En Anexo III se incluye el cronograma de ejecución física que incorpora un avance porcentual total del proyecto, ponderando cada una de las etapas, si las hubiere, por el monto de las mismas.
6. Para el caso de ampliaciones del sistema, deberá adjuntar la correspondiente simulación hidráulica de los escenarios previo y posterior a la ejecución del proyecto, especificando incrementos de la capacidad de transporte firme por ruta.
7. Presupuesto de ejecución desagregado por ítem (en \$ de agosto de 2016, sin IVA) indicando volúmenes, cantidades, precios unitarios e incidencia en el monto total, de manera tal que permita verificar la procedencia de los costos asociados al proyecto, indicando la metodología del cálculo.
8. Cronograma de desembolsos mensuales (en \$). En el Anexo III se incluye el cronograma de desembolsos mensuales (en \$).
9. Especificación, en caso de que se produjeran, de los ahorros de costos que se efectivizarían como consecuencia de la ejecución del proyecto, indicando la metodología de cálculo.

Continuando con lo expresado anteriormente, TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. dice que, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, se presenta a los efectos de remitir la información relativa para el quinquenio 2017-2021 con periodicidad mensual para el año 2017 y semestral para los restantes años sobre la base del criterio establecido en la nota de Enargas ya mencionada.

Más adelante agrega:

“El Plan de Inversiones se basa, como toda proyección, en la mejor estimación que esta Licenciataria entiende realizar sobre el quinquenio en cuestión, existiendo inversiones que por sus características pueden no haber sido contempladas por el plan previsto, como ser, saturación de las cabeceras de los sistemas de transporte o redireccionamiento de segmentos de demanda – por ej.: eléctrica – del sistema de transporte sur al norte y concreción de proyectos de abastecimiento de gas natural alternativo que demanden modificaciones del sistema de transporte. Estas inversiones son ajenas a la voluntad de esta Licenciataria”.

Luego incluye a Fs. 10 un cuadro dividido en tres partes: A (Obra de confiabilidad e infraestructuras), C (Mejoras) y D (Otros), donde informan inversiones, discriminadas en forma anual para el quinquenio que en definitiva totalizan \$ 1.391.643.000.

Para una mayor claridad del análisis que se pasa a exponer, se considera apropiado listar las notas presentadas por ENARGAS y TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A., ya que se deberá recurrir reiteradamente a las consultas de ambas.

29. NOTAS RELATIVAS A LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

29.1. NOTA REMITIDA POR ENARGAS

La nota remitida por ENARGAS en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración de los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación para la presentación del Plan de Inversiones para la prestación del servicio regulado a que se está haciendo referencia, es la que se detalla a continuación:

Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07428 de fecha 11 de agosto de 2016 (Fs. 1 del Expediente N° 30.048), requiriendo de TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A., la presentación del plan de inversiones para el quinquenio 2017-2021, estableciendo asimismo los requerimientos mínimos establecidos al respecto.

29.2. NOTAS REMITIDAS POR TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A.

Las notas remitidas por TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. respecto al Plan de Inversiones a su cargo, atento a lo solicitado por Enargas en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N° 31/2016 y en consideración a los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, fueron las que se detallan:

1. Nota DAL/DCGyGC/GEARI N° 1064/16 de fecha 26 de agosto de 2016, corriente a Fs. 6 del Expediente 30.048, en respuesta a la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 07428 (Fs. 1), a fin de solicitar de diez (10) días hábiles adicionales para cumplir con la remisión de la información requerida.
2. Nota DAL/GEARI N° 1344/16 de fecha 27 de octubre de 2016 (Fs. 7 del Expediente N° 30.048), con el objeto de remitir la información relativa para el quinquenio 2017-2021.

3. Nota DAL/GEARI/DAF/ N° 1415/16 de fecha 22 de noviembre de 2016 (Fs. 770 del Expediente N° 30.048), solicitando que el proyecto “Planta Compresora PM 257 – Transferencia Neuba I / Neuba II” sea considerado bajo la metodología de Proyecto de Inversión Factor K”.
4. Nota DAL/GEARI N° 1430/16 de fecha 29 de noviembre de 2016 (Fs. 773 del Expediente N° 30.048), complementando la información relativa al Plan de Inversiones para el quinquenio 2017-2021.
5. Nota DAL/GEARI/DO N° 1476/16 de fecha 13 de diciembre de 2016 (Fs. 1311 del Expediente N° 30.048), complementando la información relativa al Plan de Inversiones para el quinquenio 2017-2021.
6. Nota DAL/GEARI/DAF N° 1496/16 de fecha 21 de diciembre de 2016 (Fs. 1352 del Expediente N° 30.048), solicitando que el proyecto “Planta Compresora PM 257 – Transferencia Neuba I / Neuba II”, que había sido propuesto como *Proyecto bajo Factor de Inversión K*, quede comprendido nuevamente dentro del caso base.

30. REQUISITOS QUE SURGEN DE LA NOTA REMITIDA POR ENARGAS RELATIVA A LA RTI PROGRAMADA

Según lo establecido en la nota anterior, los requisitos solicitados por Enargas son los siguientes:

En Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°07428, S/RTI-PIN Solicitud de Plan de Inversiones, se instruye en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral ya mencionado y lo dispuesto por el artículo 1° de la Resolución MEyM N°31/2016 y considerando los artículos 16 y 41 de la Ley 24.076 y su reglamentación, que cada Licenciataria deberá presentar un Plan de Inversiones, para la prestación del servicio regulado previsto para el próximo quinquenio.

El plan de inversiones solicitado deberá estar conformado por la totalidad de los proyectos específicos a ejecutar en el quinquenio, con independencia del mecanismo que se determine para su remuneración y contemplando los criterios establecidos por la Resolución ENARGAS N°1903/2000.

En cada caso, dichos proyectos específicos deberán desarrollarse cumpliendo los siguientes requisitos:

1. Denominación del proyecto
2. Objetivos del proyecto
3. Justificación del proyecto agregando toda información de carácter cuantitativa que respalde su inclusión dentro del plan.
4. Memoria descriptiva incluyendo localización y, de corresponder, especificaciones técnicas y/o planos de anteproyecto.
5. Cronograma de ejecución física (en %). En Anexo III se incluye el cronograma de ejecución física que incorpora un avance porcentual total del proyecto, ponderando cada una de las etapas, si las hubiere, por el monto de las mismas.

6. Para el caso de ampliaciones del sistema, deberá adjuntar la correspondiente simulación hidráulica de los escenarios previo y posterior a la ejecución del proyecto, especificando incrementos de la capacidad de transporte firme por ruta.
7. Presupuesto de ejecución desagregado por ítem (en \$ de agosto de 2016, sin IVA) indicando volúmenes, cantidades, precios unitarios e incidencia en el monto total, de manera tal que permita verificar la procedencia de los costos asociados al proyecto, indicando la metodología del cálculo.
8. Cronograma de desembolsos mensuales (en \$). En el Anexo III se incluye el cronograma de desembolsos mensuales (en \$).
9. Especificación, en caso de que se produjeran, de los ahorros de costos que se efectivizarían como consecuencia de la ejecución del proyecto, indicando la metodología de cálculo.

31.PROGRAMACIÓN PROPUESTA POR TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A.

Se analiza en este apartado la información relativa al Plan de Inversiones presentado por TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. por nota DAL/DCGyGC/GEARI N°1344/16 de fecha 28 de octubre de 2016, corriente a Fs. 6 del Expediente 30.048, según ya fue citado en este documento, y notas complementarias DAL/GEARI N° 1430/16 de fecha 29 de noviembre de 2016 y DAL/GEARI/DO N° 1476/16 de fecha 13 de diciembre de 2016.

31.1. RECOBERTURA

A Fs. 25, bajo el título, “Presupuesto de Inversiones 2017” la TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. comienza el desarrollo de las obras que habrá de realizar en cumplimiento de lo solicitado por la Autoridad Regulatoria.

La primera obra que se describe es la denominada “Recobertura”. Se inicia la descripción señalando que el monto total será de ARS \$ 302.267.000. Asimismo, explica el objeto de la inversión diciendo que, *“realizado el análisis de integridad de la línea, se detectaron zonas donde el grado de corrosión y los valores de protección catódica indican que el revestimiento se encuentra deteriorado debido a su antigüedad, por lo que se hace necesario su reemplazo a los efectos de evitar el avance de la corrosión”*.

Agrega luego, en calidad de Memoria Descriptiva que la obra incluirá *“las tareas de sondeo manual y excavaciones de zanja, preparación de la superficie de la cañería por medio de la limpieza y el arenado de la misma”*. Posteriormente indica *“en caso de encontrarse algún defecto superficial o volumétrico, se realizará la evaluación y/o reparación del mismo, aplicación del nuevo revestimiento laminado plástico, ensayos de evaluación de calidad del revestimiento aplicado, recomposición del terreno”*.

A continuación, para el año 2017 señala que realizará la recobertura de 28 km del gasoducto San Martín, en los siguientes tramos: Bosque Petrificado-Pico Truncado (LGSM – 20 km – 30”); Gualicho-SAO (2 km – 30”) y SAO-Conesa (LGSM – 4 km – 30” en dos secciones); Transferencia 16” (2 km).

Indica asimismo que se considera un sobreprecio del 50% (U\$S 27,8) en el tramo Bosque Petrificado-Pico Truncado debido a que el terreno es duro y la zona es climáticamente desfavorable. Para el resto de los tramos se considera U\$S 18,53 la pulgada metro.

Indica además que se efectuarán “tareas de sondeo manual y excavación en zanja” y que “*en caso de encontrarse algún defecto superficial o volumétrico, se realizará la evaluación y/o reparación del mismo*”.

Respecto a la memoria descriptiva de los trabajos que deberían realizarse, se agrega documentación correspondiente a una obra de similares características, donde se describen las obligaciones que corresponden a los eventuales contratistas.

Posteriormente, en la nota DAL/GEARI N° 1430/16 de fecha 29 de noviembre de 2016, la Transportadora agrega mayor detalle referente a detalle de precios y justificación técnica de las obras de recobertura, aclarando acerca de los criterios que se siguieron para elegir los tramos.

31.2. INSTALACIÓN DE TRAMPAS DE SCRAPER EN LOMA DE LA LATA

A Fs. 66 se describe el proyecto “Instalación de Trampas de Scraper en Loma de la Lata”. Se inicia la descripción señalando que el monto total será de ARS \$ 51.034.000. Asimismo, explica que el objeto de la inversión es la construcción y montaje de un juego de Trampas de Scraper individuales sobre el Loop de 30” del Gasoducto Neuba II en el Tramo Loma de la Lata – Cervantes.

Luego, bajo el subtítulo “Memoria Descriptiva” indica:

“Con la orden de inversión 102.751, durante el año 2016, se elaboró la Ingeniería Básica, Especificaciones Técnicas Particulares de los Materiales y Servicios y la Gestión de Compra de los Materiales Críticos. En ésta se realizará el montaje del juego de Trampas de Scraper individuales sobre el Loop de 30” del Gasoducto Neuba II en el Tramo Loma de la Lata-Cervantes”.

A continuación, se realiza una serie de descripciones que se refieren a Trampas de Scraper pendientes de instalación, aclarando en su descripción que estos trabajos tienen su antecedente en el plan de instalación de Trampas de Scraper, tanto en paralelos de TGS como en los construidos por el Fideicomiso. Agrega luego especificaciones técnicas de obras similares.

No presenta en esta instancia un desglose de los valores considerados, tal como solicitara ENARGAS, lo cual subsana posteriormente en su nota DAL/GEARI N° 1430/16 de fecha 29 de noviembre de 2016, agregando detalles de la obtención de los precios considerados en el armado del presupuesto.

31.3. INSTALACIÓN DE TRAMPAS DE SCRAPER EN EL GASODUCTO 12” ENTRE LOMA DE LA LATA Y RÍO NEUQUÉN

A Fs. 101 se describe el proyecto “Instalación de Trampas de Scraper en el Gasoducto de 12” entre Loma de La Lata y Río Neuquén”. Se inicia la descripción señalando que el monto total será de ARS \$ 22.515.000. Asimismo, explica que el objeto de la inversión es la construcción y montaje de un juego de Trampas de Scraper individuales.

Luego, bajo el subtítulo “Memoria Descriptiva” indica:

“Con la orden de inversión 102.751, durante el año 2016, se elaboró la Ingeniería Básica, Especificaciones Técnicas Particulares de los Materiales y Servicios y la Gestión de Compra de los Materiales Críticos. En ésta se realizará el montaje del juego de Trampas de Scraper individuales sobre el citado gasoducto de 12 pulgadas”.

De la misma manera que en la obra anterior, en su primera presentación la Transportadora no aporta información acerca de la obtención del valor considerado en el presupuesto. Posteriormente y a requerimiento de Enargas, presenta adjunto a su nota DAL/GEARI N° 1430/16 de fecha 29 de noviembre de 2016, el detalle necesario para justificar los valores considerados.

31.4. OTRAS INVERSIONES

Se analizaron, las inversiones que continúan: Estudios QRA, Adecuación de Áreas Sensibles, Evaluación de Integridad de Tramos no Inspeccionables, Seguridad Patrimonial, etc., en todas las cuales se ha verificado que luego de sucesivas presentaciones (notas DAL/GEARI N° 1430/16 de fecha 29 de noviembre de 2016 y Nota DAL/GEARI/DO N° 1476/16 de fecha 13 de diciembre de 2016) se fue dando cumplimiento a los requerimientos solicitados por Enargas.

32. CONSIDERACIONES DEL ANALISIS

Llegado a este punto es de interés volver a analizar las pautas establecidas por la Autoridad Regulatoria para la presentación de Distribuidoras y Transportadoras de su Plan de Inversiones previsto para el quinquenio 2017-2021.

Como hemos visto, Enargas requiere que las mismas estén expresadas en pesos moneda nacional de agosto de 2016, que se agregue en todos los casos un presupuesto pormenorizado de las partes que lo componen y la metodología de cálculo adoptada, la memoria descriptiva correspondiente, incluyendo la localización precisa de la obra, el cronograma de ejecución física y el cronograma de desembolsos mensuales.

En el caso de la Transportadora de Gas del Sur, su primera presentación del plan de inversiones no cumplía con los requerimientos del ente regulador, en cuanto a la información requerida para un análisis técnico y económico de las obras propuestas. Posteriormente, y a solicitud de Enargas, aporta detalles técnicos y soporte de los costos considerados, que permitieron al ente regulador efectuar la correcta evaluación de las obras consideradas en el plan propuesto.

33. COMPARACIÓN DEL MONTO COMPROMETIDO DE LAS OBRAS DEL PLAN DE INVERSIONES CON LOS GASTOS EROGADOS

Procediendo de la misma manera que con la Distribuidora Camuzzi Gas Pampeana, se ha realizado una comparación de los gastos realmente erogados en las obras finalizadas de la Transportadora, con los comprometidos para verificar si existió una sobrevalorización de las obras.

En el cuadro siguiente puede observarse este análisis para una serie de obras que originalmente figuraban en el plan de inversiones y que han sido finalizadas a la fecha, de modo de asegurar que no se realizarán nuevos desembolsos para esos proyectos. Los valores de los montos erogados fueron expresados en pesos a valores de diciembre de 2016, ajustados por IPIM nivel

general, para poder efectuar la comparación, ya que los gastos efectivamente se realizaron a lo largo de los años 2017 a 2019.

Solo se analiza un grupo de obras, representativas de cada tipología.

Proyecto		Valor s/resolución Dic. 2016	Montos Erogados a valores Dic 2016 (Ajust IPIM)	Diferencia \$	Dif. %
2320	ADQUISICION DE EQUIPOS PESADOS	\$ 8.406.000,00	\$ 8.462.307,34	-\$ 56.307,34	-1%
2321	ADQUISICION STOPPLE	\$ 75.050.000,00	\$ 51.187.917,34	\$ 23.862.082,66	47%
2323	ADQUISICION DE HERRAMENTAL	\$ 170.000,00	\$ 92.768,02	\$ 77.231,98	83%
102755	INSTAL. TRAMPAS SCRAPPER LOMA LA LATA	\$ 51.034.000,00	\$ 47.214.991,19	\$ 3.819.008,81	8%
102991	RECOBERTURA	\$ 302.267.000,00	\$ 201.192.529,07	\$ 101.074.470,93	50%
102995	ADECUACION DE AREAS SENSIBLES	\$ 9.190.000,00	\$ 6.358.620,46	\$ 2.831.379,54	45%
103010	PLANTA COMPRESORA PM 257	\$ 125.484.000,00	\$ 163.945.025,70	-\$ 38.461.025,70	-23%
103123	RETROFIT PLANTA PIEDRABUENA - ETAPA 2	\$ 45.030.000,00	\$ 74.499.877,92	-\$ 29.469.877,92	-40%
Total Parcial		\$ 616.631.000,00	\$ 552.954.037,03	\$ 63.676.962,97	12%

De la comparación efectuada no se observa un comportamiento único, existiendo valores erogados por debajo y otros por arriba de los comprometidos, dando una diferencia global del 12% (parcial debido a que no se han incluido el total de las obras), que puede considerarse aceptable para estimaciones de esta naturaleza.

34.RESOLUCIÓN I-4362

34.1. DISPOSICIONES DE LA AUTORIDAD REGULATORIA

Con fecha 30 de marzo de 2017 la Autoridad Regulatoria emitió la Resolución I-4362, donde en su artículo tercero se aprueba el Plan de Inversiones de la Transportadora, junto con la metodología para su control:

ARTÍCULO 3°: Aprobar el Plan de Inversiones de TRANSPORTADORA GAS DEL SUR S.A. obrante en el Anexo III, y la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, que como Anexo IV forma parte de esta Resolución. Durante el período de transición el alcance de las erogaciones comprometidas alcanzará a un DIEZ POR CIENTO (10%) del monto total obrante en el Anexo III “RTI – TGS – PLAN DE INVERSIONES – PRESUPUESTO”, sin perjuicio del cumplimiento de la totalidad de las inversiones bajo los plazos y modalidades previstas cuando entrare en vigencia el Acta Acuerdo de Readecuación de la Licencia y el cuadro tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral.

También se aclara en los considerandos:

Que se ha llevado a cabo un análisis sobre la razonabilidad de los proyectos propuestos, validando que estén en línea con el cumplimiento de la normativa técnica vigente en materia de seguridad, los estándares mínimos de calidad, los procedimientos propios de la Licenciataria y la implementación de otras mejoras en materia de confiabilidad y en pos de garantizar un servicio regular y continuo para el sistema.

Y también indica respecto del Plan de Inversiones:

- i) Que en el marco de los estudios correspondientes a la Revisión Tarifaria Integral, la Licenciataria presentó su Plan de Inversiones para el quinquenio 2017-2021, detallando las obras a ejecutar, su fundamentación técnica y sus presupuestos.
- ii) Que las Inversiones Obligatorias son aquellas consideradas indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requeridos por la normativa vigente.
- iii) Que las Inversiones Obligatorias han sido consideradas en los estudios técnico-económicos de la Licenciataria, por lo que esta última estará obligada a llevar a cabo, construir e instalar todas las Inversiones Obligatorias especificadas en el Anexo III “RTI – TGS – PLAN DE INVERSIONES” y “RTI – TGS – PLAN DE INVERSIONES – PIO 2016 NO EJECUTADO”.
- iv) Que si la Licenciataria ejecutara las Inversiones Obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto en el Anexo III “RTI – TGS – PLAN DE INVERSIONES – PRESUPUESTO”, entonces deberá invertir la diferencia en obras y/o proyectos que cuenten con la aprobación previa de esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal.
- v) Que la licenciataria deberá, en todos los casos, erogar la suma especificada en el Anexo III “RTI – TGS – PLAN DE INVERSIONES – PRESUPUESTO” en Inversiones Obligatorias, o en otras obras y/o proyectos aprobados por esta Autoridad Regulatoria. En caso de no alcanzar tal suma en un determinado año calendario, y

no existir excesos de inversiones aprobada por la Autoridad Regulatoria efectuados en años anteriores con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la deficiencia será pagadero por la Licenciataria a esta Autoridad Regulatoria en concepto de multa.

- vi) Que la Licenciataria deberá presentar anualmente a la Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias, a satisfacción de la misma, pudiendo esta Autoridad Regulatoria aplicar las penalidades por incumplimiento, conforme lo previsto en las Reglas Básicas de la Licencia.
- vii) Que, durante el quinquenio 2017-2021, la Licenciataria podrá proponer a esta Autoridad Regulatoria la ejecución de obras y trabajos no contemplados en el Anexo III "RTI – TGS – PLAN DE INVERSIONES", como obras a realizar por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3 de las RBL, supuesto en que la Autoridad Regulatoria, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.
- viii) Que debe precisarse que durante el período de transición el alcance de las erogaciones comprometidas alcanzarán a un DIEZ POR CIENTO (10%) del monto total obrante en el Anexo III "RTI – TGS – PLAN DE INVERSIONES – PRESUPUESTO" de la presente medida, sin perjuicio del cumplimiento de la totalidad de las inversiones bajo los plazos y modalidades previstas cuando entrare en vigencia el Acta Acuerdo de Readecuación de la Licencia.

34.2. ALCANCE DE LAS EROGACIONES COMPROMETIDAS

En el Artículo 3° de la Resolución I-4362, se indica que "durante el período de transición el alcance de las erogaciones comprometidas alcanzarán a un DIEZ POR CIENTO (10%) del monto total obrante en el Anexo III 'RTI – TGS – PLAN DE INVERSIONES – PRESUPUESTO', sin perjuicio del cumplimiento de la totalidad de las inversiones bajo los plazos y modalidades previstas cuando entrare en vigencia el Acta Acuerdo de Readecuación de la Licencia y el cuadro tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral".

Se observa que en el Anexo III de la citada Resolución, efectivamente, se adjunta el cuadro "RTI – TGS – PLAN DE INVERSIONES", donde se detallan las Obras aprobadas por la Autoridad Regulatoria, pero no se establece el Monto Total mencionado en el Artículo 3°. Allí se listan las Obras aprobadas, pero no se definen los montos correspondientes a cada una de ellas y, como consecuencia, tampoco las inversiones que les corresponden.

34.3. METODOLOGÍA DE CONTROL DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

Por otro lado, es de interés señalar que en el Artículo 3°, la Autoridad Regulatoria aprobó la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, indicada en el Anexo IV de la Resolución. Esta metodología se compone de dos aspectos: el Control Físico de Inversiones Obligatorias (Anexo IV, Apéndice A), y el Proceso Informativo de Gastos y Desembolsos (Anexo IV, Apéndice B).

Respecto del Control Físico de Inversiones Obligatorias, en el Anexo IV – Apéndice A de la Resolución, se indica que su objetivo es establecer criterios de control del Plan de Inversiones, a fin de verificar la ejecución física, el avance y el grado de cumplimiento de las Inversiones

Obligatorias y/o aquéllas que las sustituyan o reemplacen (conforme con lo dispuesto en el Anexo III de la Resolución).

Con relación a este tema, la Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria que informe inicialmente la planificación y programación de las Inversiones Obligatorias previstas en el Anexo III. Dicha planificación y programación deberá contener, entre otros aspectos, un cronograma de ejecución de cada una de las obras y/o trabajos contemplados como Inversiones Obligatorias, y los tiempos involucrados en la adquisición de materiales y equipos, cuando ello corresponda.

Toda vez que se soliciten modificaciones a los cronogramas presentados, la Licenciataria informará los motivos y las causas que dieran lugar a las mismas, conjuntamente con un nuevo cronograma propuesto. Para acreditar los avances físicos de las Inversiones Obligatorias la Autoridad Regulatoria requerirá a la Licenciataria la presentación de toda la documentación que considere necesaria, la que será suscripta por un profesional responsable y con competencia en la materia.

La Licenciataria deberá remitir la documentación requerida en los plazos y con la periodicidad que determine la Autoridad Regulatoria y deberá incluir, cuando ello fuera procedente, no sólo los servicios a contratar, sino también las compras de materiales, bienes, equipos, etc., a adquirir. A partir de la documentación técnica remitida, la Autoridad Regulatoria podrá realizar nuevos requerimientos, o efectuar auditorías de control de la documentación en sede de la Licenciataria.

La Autoridad Regulatoria, o quien esta última disponga, podrá efectuar también auditorías de campo en los lugares donde se estén desarrollando físicamente las obras y trabajos correspondientes, y requerir toda la información y documentación técnica que considere pertinente a fin de verificar el cumplimiento en la ejecución física de las Inversiones Obligatorias.

Con la periodicidad que la Autoridad Regulatoria determine, a partir de la documentación remitida por la Licenciataria, las actas de auditoría, y de acuerdo con la naturaleza y características de las obras y trabajos en ejecución, aquélla elaborará Informes Técnicos, y comunicará a la Licenciataria cualquier desvío que advierta sobre la documentación analizada o las actas de auditoría efectuadas, sin perjuicio de iniciar los procedimientos administrativos sancionatorios correspondientes.

En lo referente al Proceso Informativo de Gastos y Desembolsos, en el Anexo IV – Apéndice B de la Resolución se establecen los mecanismos de información relacionados con el Plan de Inversiones de la Licenciataria y el cronograma de desembolso anual correspondiente.

Se implementa un flujo informativo analítico por parte de la Licenciataria, el cual tiene carácter de Declaración Jurada, conteniendo Planes de Inversión y Cronograma financiero de desembolsos mensuales de cada uno de los proyectos que lo componen, correspondiente al año en curso; instrumentos de contratación afectados a los respectivos proyectos; y pagos que se efectúen en concordancia a los respectivos instrumentos de contratación.

La Licenciataria deberá tener en guarda y a disposición de esta Autoridad Regulatoria, para cuando se considere oportuna la revisión de campo, los legajos de cada uno de los proyectos de inversión con toda la documentación de respaldo de las declaraciones juradas oportunamente presentadas, a efectos de realizar los controles pertinentes.

En caso de corresponder afectación de mano de obra propia a algún proyecto específico, los legajos antes citados deberán contener en detalle, debidamente firmado por persona autorizada

de la Licenciataria, la nómina del personal afectado, con identificación de número de legajo, categoría, horas trabajadas e importe imputado a cada proyecto. Totalizado a cada proyecto involucrado. Estos totales deberán estar informados en la DDJJ de Erogaciones como PAMO (Planilla de Asignación de Mano de Obra propia).

En todos los casos, se deberán implementar procedimientos de contratación que aseguren la concurrencia y la obtención de precios transparentes y competitivos.

35. OBRAS APROBADAS POR ENARGAS

ANEXO III

RTI - TGS - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
1	A1-GASODUCTOS	INSTAL. TRAMPAS SCRAPER LOMA LA LATA: 1 Trampa Impulsora + 1 Receptora	INSTAL. TRAMPAS SCRAPER MAGALLANES: 1 Trampa Impulsora + 1 Receptora	INSTAL. TRAMPAS SCRAPER MAGALLANES: continuación	INSTAL. TRAMPAS SCRAPER MAGALLANES: continuación	CONSTRUCCIÓN PROVISIÓN Y MONTAJE DE 4 TRAMPAS DE SCRAPER
		INSTALACIÓN TRAMPAS DE SCRAPER GTO 12" LOMA DE LA LATA - RIO NEUQUEN: 1 Trampa Impulsora + 1 Receptora	INSTAL. TRAMPAS SCRAPER CERRO REDONDO: 1 Trampa Impulsora + 1 Receptora	CONSTRUCCIÓN PROVISIÓN Y MONTAJE DE 4 TRAMPAS DE SCRAPER	CONSTRUCCIÓN PROVISIÓN Y MONTAJE DE 4 TRAMPAS DE SCRAPER	2 TRAMPAS DE SCRAPER LOOPS INCOMPLETOS
		INSTAL. TRAMPAS SCRAPER SAN JULIAN: 1 Trampa Impulsora + 1 Receptora	INSTAL. TRAMPAS SCRAPER SAN JULIAN: continuación	INSTAL. TRAMPAS SCRAPER CERRO REDONDO: Continuación	2 TRAMPAS DE SCRAPER LOOPS INCOMPLETOS	CAMBIO DE TRAZA: CRUCE DE RIO SALADO (2 KM)
		RODRIGUEZ PACHECO: Instalación de 530 metros lineales de losetas de hormigón armado sobre la traza del gasoducto Rodríguez - Pacheco	CAMBIO DE TRAZA: ZONA URBANA OLAVARRIA (4 KM)	CAMBIO DE TRAZA: MARI MENUCO (4 KM)	CAMBIO DE TRAZA: MARI MENUCO (4 KM)	ADECUACION DE AREAS SENSIBLES: Instalación de 40 km de fibra óptica a lo largo del Anillo (Gutiérrez-Pacheco)
		ADECUACION DE AREAS SENSIBLES: Instalación de 40 km de fibra óptica a lo largo del Anillo (Gutiérrez-Pacheco)	ADECUACION DE AREAS SENSIBLES: Instalación de 40 km de fibra óptica a lo largo del Anillo (Gutiérrez-Pacheco)	ADECUACION DE AREAS SENSIBLES: Instalación de 40 km de fibra óptica a lo largo del Anillo (Gutiérrez-Pacheco)	ADECUACION DE AREAS SENSIBLES: Instalación de 40 km de fibra óptica a lo largo del Anillo (Gutiérrez-Pacheco)	GIS
		GIS	GIS	GIS	GIS	INSTALACION DE PAT: Instalación de sistema de puesta a tierra y adecuación del sistema eléctrico en 5 unidades de Protección Catódica ubicadas en la zona oeste
		INSTALACION DE PAT: Instalación de sistema de puesta a tierra y adecuación del sistema eléctrico en 5 unidades de Protección Catódica ubicadas en la zona oeste	INSTALACION DE PAT: Instalación de sistema de puesta a tierra y adecuación del sistema eléctrico en 5 unidades de Protección Catódica ubicadas en la zona oeste	INSTALACION DE PAT: Instalación de sistema de puesta a tierra y adecuación del sistema eléctrico en 5 unidades de Protección Catódica ubicadas en la zona oeste	INSTALACION DE PAT: Instalación de sistema de puesta a tierra y adecuación del sistema eléctrico en 5 unidades de Protección Catódica ubicadas en la zona oeste	SEGURIDAD OPERATIVA
		SEGURIDAD OPERATIVA	SEGURIDAD OPERATIVA	SEGURIDAD OPERATIVA	SEGURIDAD OPERATIVA	NECESIDADES OPERATIVAS DE INSTALACIONES
		NECESIDADES OPERATIVAS DE INSTALACIONES	NECESIDADES OPERATIVAS DE INSTALACIONES	NECESIDADES OPERATIVAS DE INSTALACIONES	NECESIDADES OPERATIVAS DE INSTALACIONES	GESTION DE RIESGO PIMS
		GESTION DE RIESGO PIMS	GESTION DE RIESGO PIMS	GESTION DE RIESGO PIMS	GESTION DE RIESGO PIMS	SAP PM
		SAP PM	SAP PM	SAP PM	SAP PM	INVASION DE TRAZA

1 - 4 3 6 2

ANEXO III

RTI - TGS - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
2	A1-RECOBERTURA	INVASION DE TRAZA	INVASION DE TRAZA	INVASION DE TRAZA	INVASION DE TRAZA	---
		RECOBERTURA: 28 km del Gto SM - Bosque Petrificado - Pico Truncado (LGSM - 20 km - 30°) - Gualicho SAO (2 km - 30°) y SAO-Conesa (LGSM - 4 km - 30° en dos secciones). - Transferencia 16" (2 km).	RECOBERTURA: (33,4 km) - Río Seco - Bosque Petrificado (LGSM - 10 km - 30°) - Pico Truncado - Manantiales Behr (LGSM - 13 km - 30°) - Dolavon - Gualicho (LGSM - 1,3 km - 30°) - Conesa - Río Colorado (LGSM - 8 km - 30°) - Chelforó - Conesa (1,1 km - 8°)	RECOBERTURA: (38 km) - Piedrabuena - San Julián (LGSM - 9 km - 30°) - Gualicho - San Antonio (LGSM - 10 km - 30°) - San Antonio - Conesa (LGSM - 10 km - 30°) - Descarga SAO - San Antonio - Conesa (LGSM - 9 km - 30°) - Succión Conesa.	RECOBERTURA: (46 km) - Cerri - Indio Rico (Neuba I - 5 km - 30°) - Sierra Barroca - Roca (Neuba I - 17 km - 24°) - Indio Rico - Barker (LGSM - 8 km - 30°) - Barker - Buchanan II (LGSM - 6 km - 30°) - Chelforó - Fortín I (Neuba I - 10 km - 24°)	RECOBERTURA: (40,15 km) - Cerri - Indio Rico (LGSM 28,15 km - 30°) - San Sebastián - Magallanes (LGSM - 6 km - 30°) - Chelforó - Conesa (Che-Con - 6 km - 8°) - Indio Rico - Olavarría (Neuba I - 2 km - 30°)
3	A3-OVERHAULS	RECOBERTURA DE INSTALACIONES DE SUPERFICIE	RECOBERTURA DE INSTALACIONES DE SUPERFICIE	RECOBERTURA DE INSTALACIONES DE SUPERFICIE	RECOBERTURA DE INSTALACIONES DE SUPERFICIE	RECOBERTURA DE INSTALACIONES DE SUPERFICIE
		MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2147	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2147	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2147	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2172	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2172
		MANTENIMIENTO MAYOR SCDO-06210 - 734	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2149	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2170	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2071	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2072 SCRS
		MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS TC 4	MANTENIMIENTO MAYOR SCMB-06210 - 679	MANTENIMIENTO MAYOR 50000 HS NK14 TC 1	MANTENIMIENTO MAYOR 50000 HS NK14 TC 2	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS SOLONOX TC 6
		MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS SOLONOX TC 4	MITO MAYOR AXIAL SCPT-6110 - 602	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2149	MANTENIMIENTO MAYOR THM 1304 SERIE 2170	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS TC 4
		MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS SOLONOX TC 5	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS TC 1	MITO. MAYOR THM 603 TC2 PICO	MANTENIMIENTO MAYOR SCMB-06110 - 676	MANTENIMIENTO MAYOR SCMB-06310 - 743
		MANTENIMIENTO MAYOR WAUKESHA MG 1	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS TC 4	MANTENIMIENTO MAYOR SCDO-06310 - 733	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS SOLONOX TC 1	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS SOLONOX TC 5
		MANTENIMIENTO MAYOR 24000 HS TC2	MANTENIMIENTO MAYOR 160000 HS TC2	MANTENIMIENTO MAYOR SCPT-6310 - 738	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS SOLONOX TC 6	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 1
		MANTENIMIENTO MAYOR MG CATERPILLAR BARKER	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 1	MANTENIMIENTO MAYOR SCDO-06110 - 684	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS TC 1	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS TC 2
		MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 3	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 2	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS SOLONOX TC 4	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS TC 2	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 2
		MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 5	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 4	MANTENIMIENTO MAYOR 35000 HS MARS SOLONOX TC 5	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 2	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 3
		MANTENIMIENTO MAYOR 24000 HS TC3	MANTENIMIENTO MAYOR 48000 HS TC1	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 1	MANTENIMIENTO MAYOR 48000 HS TC1	MANTENIMIENTO MAYOR 48000 HS TC3

ANEXO III

RTI - TGS - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
		MANTENIMIENTO MAYOR 30000HS SATURNO RESERVA	MANTENIMIENTO MAYOR 24000 HS TC2	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 4	MANTENIMIENTO MAYOR 32000 HS CENTAURO TC 3	MANTENIMIENTO MAYOR 30000HS SATURNO TC1
		MANTENIMIENTO MAYOR 30000HS SATURNO TC1	MANTENIMIENTO MAYOR 30000HS SATURNO TC1	MANTENIMIENTO MAYOR 30000HS SATURNO TC2	MANTENIMIENTO MAYOR MC2 24000 HS CLARK TLA6 2020	MANTENIMIENTO MAYOR GUASCOR - FG-240 - 2
		MANTENIMIENTO MAYOR MC2 24000 HS CLARK TLA6 2015	MANTENIMIENTO MAYOR 30000HS SATURNO TC2	MANTENIMIENTO MAYOR GUASCOR - FG-240 - 1	MANTENIMIENTO MAYOR GUASCOR - FG-240 - 2	---
		---	MANTENIMIENTO MAYOR GUASCOR - FG-240 - 2	MANTENIMIENTO MAYOR WAUKESHA - VHPF 2895 G - 1	MANTENIMIENTO MAYOR WAUKESHA - VHPF 2895 G - 2	---
		---	MANTENIMIENTO MAYOR WAUKESHA - VHPF 2895 G - 1	---	---	---
		PLANTA COMPRESORA PM 257 TRANSFERENCIA NEUBA I / NEUBA II	FINALIZACIÓN PC MANANTIALES BEHR 2	SEPARADOR SATURNO COMPRA E INSTALACIÓN	REEMPLAZO SELLOS SECOS 3 CGN THM	MODERNIZACIÓN TABLEROS TC: Planta Manantiales Behr
		ADQUISICIÓN MARS SOLONOX	MODERNIZACIÓN TABLERO DE CONTROL NK14 IR	REEMPLAZO SELLOS SECOS 3 CGN THM	AEROENFRIADORES P BUENA & S JULIAN	AEROENFRIADORES P BUENA & S JULIAN
		RETROFIT PLANTA PIEDRABUENA - ETAPA 2	EXCHANGE TAURUS 70 NUEV MOD INSIGHT	BANCOS DE BATERIAS, UPS, INVERSORES AÑO 2019	COMPRA E INSTALACIÓN DE SEPARADORES DE PB Y BP	REEMPLAZO SELLOS SECOS
		ADQUISICIÓN DE MÓDULO FRUNZE NK14	MODIFICACIÓN DE SISTEMA DE VENTEO DE PLANTA SAO	MONTAJE DE VALVULAS DE BLOQUEO EN SEPARADORES CCST	REEMPLAZO SELLOS SECOS	ADQUISICIÓN NK14
		FINALIZACIÓN PC MANANTIALES BEHR 2	SEPARADOR SATURNO COMPRA E INSTALACIÓN	REEMPLAZO DE LOS CLARK POR LOS TTCC CENTAURO SOLAR	MODERNIZACIÓN SISTEMA F&G	MODERNIZACIÓN DE LÓGICA DE RELE DE PLANTA
		MONTAJE DE SISTEMA DE F&G 2 THM MB	REEMPLAZO DE LOS CLARK POR LOS TTCC CENTAURO SOLAR	COMPRA E INSTALACIÓN DE SEPARADORES DE PB Y BP	MODERNIZACIÓN DE LÓGICA DE RELE DE PLANTA	MODERNIZACIÓN DE TABLEROS THM 1203
		ADQUISICIÓN DE MATERIALES Y MONTAJE DE SISTEMA F&G	ADECUAR RECICLO DE PLANTA (REALIZAR RECICLO LARGO)	ADQUISICIÓN DE MATERIALES Y MONTAJE DE SISTEMA F&G	MODERNIZACIÓN DE TABLEROS THM 1203	REEMPLAZO SELLO SECO FIAT CERRI
		EMERGENTE EVENTO BOSQUE PETRIFICADO ADECUACIÓN DESCARGAS DE PPCC	ADQUISICIÓN DE MATERIALES Y MONTAJE DE SISTEMA F&G	REEMPLAZO SELLOS SECOS	REEMPLAZO SELLO SECO FIAT CERRI	SISTEMA CONTROL TC2
		MONTAJE DE SISTEMA DE F&G 1 THM OLAVARRIA	EMERGENTE EVENTO BOSQUE PETRIFICADO ADECUACIÓN DESCARGAS DE PPCC	MODERNIZACIÓN DE TABLEROS THM 1203	SISTEMA CONTROL TC2	ADECUACIÓN SISTEMAS DE EXTINCIÓN (CO2) DE VENTEOS
		MEDICIÓN DE EMISIONES POR VENTEO SELLO	ADQUISICIÓN SOLAR MARS SOLONOX	MODERNIZACIÓN SISTEMA DE CONTROL TC 1 PICUN LEUFU	SISTEMA DE CONTROL TC 1	BANCOS DE BATERIAS, UPS, INVERSORES AÑO 2021
		MODERNIZACIÓN DE PLC 5 DE PLANTA A CONTROL LOGIC	SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES PICO TRUNCADO, RIOS SECO Y MOY AIKE	SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES PICO TRUNCADO, RIOS SECO Y MOY AIKE	INGENIERIA DE SISTEMA DE TELECOMANDO	SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES

I - 4362

I - 4362

ANEXO III
RTI - TGS - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
4	A3-PLANTAS COMPRESORAS	REEMPLAZO DE ACTUADORES	CONSTRUCCION DEPÓSITO DE RESIDUOS	ADECUACIÓN SISTEMAS DE EXTINCIÓN (CO2) DE VENTEOS	BANCOS DE BATERIAS, UPS, INVERSORES AÑO 2020	MEDICIÓN DE EMISIONES POR VENTEO SELLO
		REPARACIÓN DE AISLACIÓN DE PLANTA Y TRACING	MONTAJE DE SISTEMA DE F&G 1 THM OLAVARRIA	MEDICIÓN DE EMISIONES POR VENTEO SELLO	ADQUISICIÓN PULMON BRKER	MODERNIZACIÓN DE PLC 5 DE PLANTA A CONTROL LOGIC
		BANCOS DE BATERIAS, UPS, INVERSORES AÑO 2017	MEDICIÓN DE EMISIONES POR VENTEO SELLO	MODERNIZACIÓN DE LÓGICA DE RELE DE TTCC	SISTEMA DE MONITOREO DE VIBRACIONES PICO TRUNCADO, RIOS SECO Y MOY AIKE	SISTEMA CONTROL TC4
		ADECUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE EXTINCIÓN (CO2) DE VENTEOS	INSTALACIÓN DE 470 PULMON DE AIRE (SAP 87443 12 MT	MODERNIZACIÓN SISTEMA DE CONTROL SUVMAC	MEDICIÓN DE EMISIONES POR VENTEO SELLO	RESERVAS DE AGUA PARA INCENDIO EN PPCC 7 PLANTAS
		ADQUISICIÓN COMPRESORES Y SECADORA	MODERNIZACIÓN DE PLC 5 DE PLANTA A CONTROL LOGIC	ADQUISICION MARS CONVENSIONAL	MODERNIZACIÓN DE PLC 5 DE PLANTA A CONTROL LOGIC	SISTEMA MONITOREO DE VIBRACIONES CONESA
		ADQUISICIÓN COMPRESOR Y SECADORA	MODERNIZACIÓN SISTEMA DE CONTROL SUVMAC	ADECUACIÓN SISTEMA DE CONTROL PLANTA SATURNO	SEGURIDAD PASIVA (CÁMARAS Y DETECTORES)	DEPÓSITO DE RESIDUOS
		BAN KIT MARS	SISTEMA CONTROL TC1	PUENTE DE GAS COMBUSTIBLE OLAVARRIA	ADECUACIÓN DE SISTEMAS DE EXTINCIÓN (CO2) VENTEOS	-----
		ADECUACIÓN SALA DE TTCC (EXTRACORES Y ACCESOS)	SISTEMA CONTROL TC4	INTEGRACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO DE PLANTA USINAS	-----	-----
		INCORPORAR SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS PARA OPERADORES	ADECUACIÓN SISTEMAS DE CONTROL PB Y BP	MEJORAS PERIMETRALES DE PLANTA	-----	-----
		CONSTRUCCIÓN DE SISTEMA DE DRENAJE DE TC	BANCOS DE BATERIAS, UPS, INVERSORES AÑO 2018	SEGURIDAD PASIVA (CÁMARAS Y DETECTORES)	-----	-----
		-----	ADQUISICIÓN BAM KIT (6 TTCC)	RESERVAS DE AGUA PARA INCENDIO EN PPCC 7 PLANTAS	-----	-----
		-----	ADECUACIONES DE PUENTES DE GAS COMB. Y ARRANQUE	CONSTRUCCION DEPÓSITO DE RESIDUOS	-----	-----
		-----	INTEGRACIÓN AL SIST. ELÉCTRICO DE USINAS SAO I	NIVELACIÓN DE TERRENOS EN PLANTA ORDOQUI	-----	-----
		-----	INTEGRACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO DE PLANTA USINAS	INCORPORAR SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS PARA OPERADORES	-----	-----
		-----	MEJORAS PERIMETRALES DE PLANTA	-----	-----	-----
		-----	SEGURIDAD PASIVA (CÁMARAS Y DETECTORES)	-----	-----	-----
		-----	ADECUACIÓN SISTEMAS DE EXTINCIÓN (CO2) VENTEOS	-----	-----	-----
		-----	ADECUACIÓN SISTEMA DE DRENAJE DE ACEITE	-----	-----	-----
		-----	REPARACIÓN GUASCOR 240	-----	-----	-----

I - 4362

ANEXO III
RTI - TGS - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
5	A4-ESTACIONES DE REGULACIÓN Y/O MEDICIÓN	-----	MODERNIZAR COMPRESOR, SECADORAS Y CÁMERA 300 MTS	-----	-----	-----
		-----	PUESTA A TIERRA DE PLANTA	-----	-----	-----
		-----	ADECUACIÓN DE CÁMERA ENTERRADA DE PLANTA	-----	-----	-----
		-----	MODIFICAR SISTEMA DE VENTEO DE PLANTA CO2	-----	-----	-----
		-----	TRAFO ENTRADA ENERGÍA EXTERNA Y TAB DISTRIBUCIÓN	-----	-----	-----
		-----	SISTEMA DE DETECCIÓN DE MEZCLA Y FUEGO EN USINA	-----	-----	-----
		-----	CONSTRUCCIÓN DE RECINTO DE ALMACENAJE DE ACEITE	-----	-----	-----
		-----	INCORPORAR SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS PARA OPERADORES	-----	-----	-----
		ADECUACIÓN EMED PACHECO Y FILTROS SEPARADORES	ADECUACIÓN EMED PACHECO Y FILTROS SEPARADORES	ADECUACIÓN MEDICIÓN PC PIEDRA BUENA Y BOSQUE PET.	OBSOLESCENCIA TECNOLÓGICA	OBSOLESCENCIA TECNOLÓGICA
		OBSOLESCENCIA TECNOLÓGICA	ADECUACIÓN MEDICIÓN PC PIEDRA BUENA Y BOSQUE PET.	ADECUACIÓN MEDICIÓN MAGALLANES	TELEMEDICION	TELEMEDICION
		ADQUISICIÓN VALVULAS REGULADORAS PARA EMEDS	SERV. DE ADECUACIÓN Y MEDICIÓN 2A ETAPA LAS HERAS	OBSOLESCENCIA TECNOLÓGICA	NUEVAS SEÑALES SCADA	NUEVAS SEÑALES SCADA
		ADECUACIÓN MEDICIÓN MANANTIALES BEHR TRONCAL Y LOOP	ADECUACIÓN MEDICIÓN MAGALLANES	SCADA Y ADECUACIÓN SIST. DE CONTROL DOLAVON	ADQUISICION DE MED Y DET: Módulo de presión manométrica Medidor de espesores	ADQUISICION DE MED Y DET: Módulo de presión manométrica Medidor de espesores
		TELEMEDICION	OBSOLESCENCIA TECNOLÓGICA	TELEMEDICION	-----	-----
		ADQUISICIÓN VALVULAS ACTUADOR Y TABLEROS EMEDS	SCADA Y ADECUACIÓN SIST. DE CONTROL DOLAVON	NUEVAS SEÑALES SCADA	-----	-----
		NUEVAS SEÑALES SCADA	ADECUACIÓN EMED EZEIZA Y GUTIERREZ	ADQUISICION DE MED Y DET: Módulo de presión manométrica Medidor de espesores	-----	-----
		ADQUISICIÓN REPUESTOS BRISTOL PARA EMEDS	ADECUACIÓN MEDICIÓN MANANTIALES BEHR TRONCAL Y LOOP	-----	-----	-----
		ADQUISICION DE MED Y DET: Módulo de presión manométrica Medidor de espesores	TELEMEDICION	-----	-----	-----

I - 4362

ANEXO III

RTI - TGS - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
		---	NUEVAS SEÑALES SCADA	---	---	---
		---	ADQUISICIÓN DE MED Y DET	---	---	---
6	A6-EQUIPOS DE TELECOMUNICACIONES	UPGRADE DE CAPACIDAD SISTEMA DE COMUNICACIONES	UPGRADE CAPACIDAD SISTEMA DE COMUNICACIONES-2018-	SISTEMA VIDEOCONFERENCIA EN P.COMPRESORAS-2019-	COMUNICACIONES TGS-2020-	COMUNICACIONES TGS-2021-
		IMPLEMENTACION PLATAFORMA MPLS	IMPLEMENTACION PLATAFORMA MPLS-2018-	PLATAFORMA WI-FI PARA P.COMPRESORAS-2019-	---	---
		MIGRACION SISTEMA DE VHF EN GASODUCTOS	MIGRACION SISTEMA DE VHF EN GASODUCTOS-2018-	COMUNICACIONES TGS-2019-	---	---
		RECAMBIO TECNOLÓGICO DE CENTRALES TELEFONICAS	IMPLEMENTACION CART. DIGITAL EN P.COMPRESORAS-2018-	IMPLEMENTACION DE APLICACION CON DRONES-2019-	---	---
		IMPLEMENTACION CARTELERIA DIGITAL EN P.COMPRESORAS	COMUNICACIONES TGS-2018-	---	---	---
		COMUNICACIONES TGS-2017-	SISTEMA VIDEOCONFERENCIA EN P.COMPRESORAS-2018-	---	---	---
		---	RECAMBIO TECNOLÓGICO DE CENTRALES TELEFONICAS-2018-	---	---	---
7	C2-EDIFICIOS Y CONSTRUCCIONES CIVILES	GALPONES ALMACEN CERRI Y PICO TRUNCADO	SISTEMA DE VIGILANCIA POR CCTV-2018-	AMPLIACIÓN DEL TALLER DE MANTENIMIENTO DE TURBINAS	AMPLIACIÓN DEL TALLER DE MANTENIMIENTO DE TURBINAS	AMPLIACIÓN DE ALMACEN CERRI
		SISTEMA DE VIGILANCIA POR CCTV	INSTALACIÓN CAMARAS CCTV 7 LOCACIONES 2018	AMPLIACIÓN COMEDOR	---	DEPÓSITO DE REPUESTO EN GALLEGOS
		INSTALACIÓN CAMARAS CCTV 7 LOCACIONES 2017	AMPLIACIÓN DE ALMACÉN INGECOR	---	---	---
		CONSTRUCCIÓN VIVIENDAS EN SAN JULIAN: 2 vivienda	NUEVO COMEDOR DE PLANTA	---	---	---
		MEJORAS EDILICIAS EN GAMA DE BOSQUE PETRIFICADO	CONSTRUCCIÓN VIVIENDAS EN SAN JULIAN: 2 viviendas	---	---	---
		ADQUISICIÓN Y MONTAJE PUENTE GRÚA USINA	ADECUACIÓN Y MEJORAS EN COMEDOR	---	---	---
		OFICINAS MTTO EN TRELEW	MEJORAS EDILICIAS EN GAMA DE BOSQUE PETRIFICADO	---	---	---
8	C3-EQUIPOS	ADQUISICION STOPPLE	ADQUISICION STOPPLE	ADQUISICION DE GENERADOR PORTÁTIL PARA MTTO.PTA.	ADQUISICION DE EQUIPOS PARA LAB	ADQUISICION DE EQUIPOS PARA LAB
		ADQUISICION DE EQUIPOS PARA LAB	ADQUISICION DE EQUIPOS PARA LAB	ADQUISICIÓN BALANCEADORA	---	---
		ADQUISICION MEDIDOR DE VIBRACIONES	ADQUISICIÓN MEDIDOR DE VIBRACIONES	ADQUISICION DE EQUIPOS PARA LAB	---	---
		---	ADQUISICIÓN ALINEADOR LASER	ADQUISICION DESCARGADOR DE BATERÍAS	---	---

1 - 4362

ANEXO III

RTI - TGS - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
		---	ADQUISICIÓN BOROSCOPIO	---	---	---
		---	ADQUISICIÓN DE INSTRUMENTOS HARD MTTO.PLANTAS	---	---	---
9	C3-HERRAMIENTAS	ADQUISICION DE HERRAMENTAL	ADQUISICIÓN DE HERRAMIENTAS ESPECIALES DESARME CGN	ADQUISICIÓN DE HERRAMIENTAS ESPECIALES DESARME CGN	ADQUISICION DE HERRAMENTAL	ADQUISICION DE HERRAMENTAL
		---	ADQUISICION DE HERRAMENTAL	ADQUISICION DE HERRAMENTAL	---	---
10	C3-MAQUINAS	---	ADQUISICIÓN DE JLG (SAP 87539)	ADQUISICIÓN DE CAMIÓN HIDROGRÚA PARA MTTO.PTAS.	ADQUISICIÓN DE JLG	MONTACARGA PARA TTMM
		---	---	MONTACARGA PARA ALMACEN	---	---
11	C3-VEHICULOS PESADOS	ADQUISICION DE EQUIPOS PESADOS: Adquisición de un camión de tracción 6x4 equipado con un carretón y dos Excavadoras	ADQUISICION DE EQUIPOS PESADOS: Tiendatubos	ADQUISICION DE EQUIPOS PESADOS: Topadora	ADQUISICION DE EQUIPOS PESADOS: 2 Camiones 6x4 equipados con hidrogrúa 11.9 Tm	ADQUISICION DE EQUIPOS PESADOS: Accesorio Martillo hidráulico (toco-toco), Retroexcavadora y Cargadora Frontal.
12	C4-SISTEMAS INFORMATICOS	HARDWARE MICROINFORMÁTICA	HARDWARE MICROINFORMÁTICA	HARDWARE MICROINFORMÁTICA	HARDWARE MICROINFORMÁTICA	HARDWARE MICROINFORMÁTICA
		SOFTWARE DE INFRAESTRUCTURA	SOFTWARE DE INFRAESTRUCTURA	SOFTWARE DE INFRAESTRUCTURA	IMPLEMENTACIÓN FUNCIONALIDAD SIST. ADMINISTRATIVOS	SOFTWARE DE INFRAESTRUCTURA
		IMPLEMENTACIÓN FUNCIONALIDAD SIST. ADMINISTRATIVOS	IMPLEMENTACIÓN FUNCIONALIDAD SIST. ADMINISTRATIVOS	IMPLEMENTACIÓN FUNCIONALIDAD SIST. ADMINISTRATIVOS	SOFTWARE ACTUALIZACIONES TECNOLÓGICAS	IMPLEMENTACIÓN FUNCIONALIDAD SIST. ADMINISTRATIVOS
		SOFTWARE ACTUALIZACIONES TECNOLÓGICAS	SOFTWARE ACTUALIZACIONES TECNOLÓGICAS	SOFTWARE ACTUALIZACIONES TECNOLÓGICAS	SOFTWARE DE ADMINISTRACIÓN	SOFTWARE ACTUALIZACIONES TECNOLÓGICAS
		SOFTWARE DE ADMINISTRACIÓN	SOFTWARE DE ADMINISTRACIÓN	SOFTWARE DE ADMINISTRACIÓN	SEGURIDAD INFORMÁTICA	SOFTWARE DE ADMINISTRACIÓN
		SEGURIDAD INFORMÁTICA	SEGURIDAD INFORMÁTICA	SEGURIDAD INFORMÁTICA	IMPLEMENTACIÓN FUNCIONAL OPERACIÓN / NEGOCIO	SEGURIDAD INFORMÁTICA
		IMPLEMENTACIÓN FUNCIONAL OPERACIÓN / NEGOCIO	IMPLEMENTACIÓN FUNCIONAL OPERACIÓN / NEGOCIO	IMPLEMENTACIÓN FUNCIONAL OPERACIÓN / NEGOCIO	HARDWARE DE HIPERCONVERGENCIA + VIRTUALIZACIÓN	IMPLEMENTACIÓN FUNCIONAL OPERACIÓN / NEGOCIO
		HARDWARE DE HIPERCONVERGENCIA + VIRTUALIZACIÓN	HARDWARE DE HIPERCONVERGENCIA + VIRTUALIZACIÓN	HARDWARE DE HIPERCONVERGENCIA + VIRTUALIZACIÓN	IMPLEMENTACIÓN SISTEMAS CLOUD	HARDWARE DE HIPERCONVERGENCIA + VIRTUALIZACIÓN
		IMPLEMENTACIÓN SISTEMAS CLOUD	IMPLEMENTACIÓN SISTEMAS CLOUD	IMPLEMENTACIÓN SISTEMAS CLOUD	SOFTWARE OPERATIVO	IMPLEMENTACIÓN SISTEMAS CLOUD
		SOFTWARE OPERATIVO	SOFTWARE OPERATIVO	SOFTWARE OPERATIVO	---	SOFTWARE OPERATIVO

1 - 4362

ANEXO III

RTI - TGS - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
		HARDWARE AMPLIACIÓN INFRAESTRUCTURA	HARDWARE AMPLIACIÓN INFRAESTRUCTURA	HARDWARE AMPLIACIÓN INFRAESTRUCTURA	----	HARDWARE AMPLIACIÓN INFRAESTRUCTURA
		ADQUISICIÓN UTILITARIOS - 15 VEHÍCULOS 2017	ADQUISICIÓN UTILITARIOS - 17 VEHÍCULOS 2018	ADQUISICIÓN UTILITARIOS - 17 VEHÍCULOS 2019	ADQUISICIÓN UTILITARIOS - 12 VEHÍCULOS 2020	ADQUISICIÓN UTILITARIOS - 17 VEHÍCULOS 2021
		ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS LIVIANOS: 5 camionetas 4x4	ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS LIVIANOS: 5 camionetas 4x5	ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS LIVIANOS: 5 camionetas 4x6	ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS LIVIANOS: 5 camionetas 4x7	ADQUISICIÓN DE VEHÍCULOS LIVIANOS: 5 camionetas 4x8
12	C5-VEHÍCULOS LIVIANOS	RENOVACIÓN PLANTA VEHICULAR: 2 camionetas	RENOVACIÓN PLANTA VEHICULAR-2018- TRAMOS BS AS, OESTE Y SUR: 2 camionetas	RENOVACIÓN PLANTA VEHICULAR-2019- TRAMOS BS AS, OESTE Y SUR: 2 camionetas	----	----
		REEMPLAZO DE RODADOS 1(UNO) ROD. DAF COMODORO, 1(UNO) ROD. RÍO GALLEGOS	REEMPLAZO DE RODADOS 2018 1(UNO) ROD. DAF BAHIA, 1(UNO) ROD. NEUQUEN 2018	----	----	----
14	D1-MUEBLES Y UTILES	REPUESTOS DE STOKC PARA MANTENIM TC 2017	REPUESTOS DE STOKC PARA MANTENIM TC 2018	REPUESTOS DE STOKC PARA MANTENIM TC 2019	REPUESTOS DE STOKC PARA MANTENIM TC 2020	REPUESTOS DE STOKC PARA MANTENIM TC 2021
15	D2-LINE-PACK	----	COMPRA DE LINE PACK	----	----	----

I - 4362

H. BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO

36. ESTUDIO DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO Y FINANCIERO PARA CAMUZZI GAS PAMPEANA SA

36.1. ANTECEDENTES

El Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Licencia celebrada entre el Estado Nacional y PAMPEANA, en su Cláusula Décimo Primera, preveía la realización de una Revisión Tarifaria Integral a fin de fijar “un nuevo régimen de tarifas máximas por el término de CINCO (5) años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I, Título IX “Tarifas” de la Ley N° 24.076, su reglamentación, normas complementarias y conexas”.

En este sentido, en la Cláusula Décimo Segunda del Acta Acuerdo se enuncian las Pautas que debían contemplarse a tales efectos, y particularmente, con relación a la Base Tarifaria establecía:

“12.6 - Auditoría Técnica y Económica de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO: En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría establecida en la Cláusula Décimo sexta del presente instrumento.

12.7 - Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de firma del ACUERDO TRANSITORIO, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital del LICENCIATARIO se determinará tomando en cuenta los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PÚBLICO. Para la valuación de dichos bienes se considerará el valor contable que surja de la aplicación de normas contables profesionales y regulatorias, el cual no podrá exceder la valuación técnica resultante de aplicar criterios fundados, dentro de los estándares de la práctica profesional, que expresen, en forma justa y razonable, el estado actual de conservación de dichos bienes, considerando el valor de los mismos al comenzar la LICENCIA, las incorporaciones posteriores, bajas y depreciaciones.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista de reconocido prestigio en la materia, mediante la convocatoria de un Concurso Privado al que invitará como mínimo a CINCO (5) consultores propuesta por el LICENCIATARIO, no siendo recurrible dicha elección por parte del mismo.

Todas las valuaciones de los bienes referidos se efectuarán en la moneda nacional, y serán ajustados por coeficientes locales representativos de la variación de los costos de dichas inversiones (...).”

Por otra parte, en la Cláusula Décimo Sexta referida al mencionado Concurso para la evaluación técnica y económica de la Base Tarifaria, estableció que:

“16.1 EL LICENCIATARIO, bajo las pautas y supervisión del ENTE, procederá a realizar una Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL, mediante la contratación de especialistas.

16.2 Entre los objetivos que deberá contemplar la Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO deberá incluirse el control, verificación e información sobre los siguientes aspectos:

16.2.1. Existencia de los bienes declarados en el inventario físico mediante técnicas y registros apropiados. Identificación de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO y los activos de otras actividades-

16.2.2. Condiciones técnicas de las redes y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia

16.2.3. Existencia de bienes innecesarios o redundantes para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia. Identificación de los activos de actividades no reguladas.

16.2.4. Razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio, y la comparación con valores de reposición de dichos bienes.

16.2.5. Titularidad efectiva de cada uno de los bienes relevados, determinando si corresponden al LICENCIATARIO, al OTORGANTE o a un tercero.

16.3. El ENTE establecerá las bases, el objeto, los alcances de la contratación según lo indicado en la cláusula décimo segunda, párrafo 12.7”.

Por otra parte, cabe señalar que en la Cláusula Décimo Novena del Acta de PAMPEANA, se estipuló una obligación de “trato equitativo”, que establecía lo siguiente: *“El OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y de distribución de gas natural, en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos actualmente comprendidos en las Leyes Nros. 25.561, 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204 y 26.339 y el Decreto Nro. 311/03.”*

Por último, corresponde señalar, con respecto a las normas que rigieron la valuación de la Base de Capital, que prevalecieron en principio las disposiciones del ACTA, sin perjuicio de la aplicación de la Ley 24.076, el Decreto 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (Decreto 2255/92), que se encontraban plenamente vigentes en todos aquellos aspectos que no fueron modificados ni se opusieron a las normas resultantes de la Ley 25.561.

36.2. DOCUMENTACION ANALIZADA

El trabajo realizado hasta la fecha comprendió el análisis de la documentación aportada por el ENARGAS e incluyó todos aquellos documentos que se consideraron necesarios, de acuerdo al objeto de la auditoría en cuestión, a saber:

- ACTA ACUERDO del 23/10/2008 ratificada por el PEN por Decreto N°1989/2009.
- EXPEDIENTE ENARGAS N° 17427 – CONTRATACIÓN - CONSULTOR BASE TARIFARIA – RTI – CAMUZZI GAS PAMPEANA

- EXPEDIENTE ENARGAS N° 29244 – CONTRATACIÓN - CONSULTOR BASE TARIFARIA – RTI – TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR

36.3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA

El expediente se inicia el 14 de abril de 2016 con la NOTA ENRG/GDyE/GAL N° 2960 en la que el ENARGAS solicita a PAMPEANA la presentación de un listado de al menos cinco Consultoras que estarían en condiciones de presentarse al Concurso para la realización de la “*Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL*” (en adelante, LA AUDITORIA) en los términos previstos en la Cláusula Décimo Sexta del Acta Acuerdo (en adelante, el ACTA), el que debía estar acompañado del detalle de antecedentes que evidencien la capacidad de cada una de ellas para llevar adelante la tarea, incluyendo experiencia en trabajos previos y currículums de los profesionales que participarían.

El listado enviado por PAMPEANA el 21/4/2016, junto con los antecedentes requeridos, está compuesto por las siguientes Consultoras o grupo de Consultoras:

- CROWE HORWARTH-HORWARTH CONSULTING S.A.
- MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L.
- PSI CONSULTORES – ESTUVIDO ALBELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS
- LEVIN – GRANT THORNTON
- LEZA, ESCRIÑA Y ASOCIADOS – PKF ADISUR
- VILLARES Y ASOCIADOS – RV CONSULTORES S.A.
- BECHER Y ASOCIADOS S.R.L. – BDO
- INTEGRA CONSULTES

Seguidamente se incorpora al expediente el denominado “Anexo I – Base de Capital – Transportadoras y Distribuidoras”. Mediante dicho instrumento, remitido por el Ente Regulador a PAMPEANA el día 3/5/2016 (NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3662/16) junto con la aprobación del listado de Consultoras, el ENARGAS:

- formula el “*Instructivo para la determinación de las incorporaciones y las bajas de activos a la Base de Capital durante el período 2001-2015 (GASNEA desde 1997)*”,
- remite el Modelo de Pliego para el llamado a Concurso para la contratación, por parte de PAMPEANA, de la AUDITORÍA y
- dispone los “Criterios para la Determinación de la Base de Capital” que estableció los lineamientos para la determinación del valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias, complementando aquellos oportunamente establecidos en la Segunda Revisión Quinquenal de Tarifas, para todas aquellas Consultoras que lleven adelante LA AUDITORÍA. Estos eran:

“4.1 Se determinará para cada uno de los grupos de activos que componen el rubro de Bienes de Uso previstos en la Resolución ENARGAS N° 1660/00 y modificatorias, el valor de costo

histórico en PESOS de los activos existentes al 31 de Diciembre de 2105. A tal efecto, se procederá de la siguiente manera:

- a) Se establecerá el valor inicial de los activos transferidos al momento de la privatización en función del monto total abonado por cada Licenciataria (incluyendo el pago en efectivo, los bonos de la deuda y los pasivos asumidos).
- b) Se detraerá de dicho importe el precio asignado a aquellos bienes considerados como no necesarios para prestar el servicio regulado. Además, se disminuirán del valor resultante: (i) por su valor total, aquellos bienes que se estén utilizando solo para sustentar actividades no reguladas, y (ii) en forma proporcional, si existiese algún grado de afectación de dichos activos a actividades reguladas.
- c) Al valor de la inversión inicial se le adicionará el importe anual –a valor de costo- de las inversiones en Activos Esenciales y/u otros activos necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas con posterioridad a la fecha de posesión y hasta el 31 de diciembre de 2015, atendiendo a un criterio de eficiencia. A tal efecto, y partiendo de los valores históricos que surgen de la contabilidad de la Licenciataria, se efectuarán los ajustes que pudieran corresponder a dichos valores en función de la normativa vigente. Se incluirán en este punto las incorporaciones de activos que hubieran sido financiadas bajo la modalidad de Proyectos K, las que serán valuadas a su costo de adquisición, o al valor oportunamente autorizado por el ENARGAS, el que resulte menor, como así también la incorporación de redes ejecutadas por terceros y cedidas a la distribuidora, las que serán valuadas de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución ENARGAS 1903/2000.-
- d) Se eliminará de la valuación el valor de origen correspondiente a las bajas por desafectaciones, retiros o reemplazo de Activos Esenciales y/o Activos no Esenciales necesarios para la prestación del servicio regulado.

4.2 Se determinará el valor de las incorporaciones de activos ya efectuadas o a materializar, según corresponda, durante el año 2016, las que serán computadas en forma trimestral aplicando la siguiente metodología:

- a) Para trimestres con balance trimestral cerrado a la fecha de la realización de la Consultoría, las incorporaciones de activo fijo se valuarán de acuerdo a lo previsto en el punto 4.1 c) precedente.
- b) Para las inversiones previstas para el resto del año 2016, las mismas se consideran a valor de costo en moneda del momento de presupuestación, indicando la fecha a que se refiere dicho valor.

4.3. A los efectos de determinar el valor residual de los activos existentes al 31-12-15, a los valores determinados de acuerdo a lo indicado en el punto 4.1 precedente se les deducirá la sumatoria de las depreciaciones acumuladas al 31-12-15, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta y aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00.

4.4. A los efectos de que el ENARGAS se expida respecto de los índices a utilizar para la actualización de la Base de Capital de las Licenciatarias, el Consultor determinará la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital y

propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos.

4.5. Se determinará el valor actualizado al 31-12-15 del valor residual de los activos determinados en el punto 4.3 precedente, mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

4.6. Se procederá a la determinación de la valuación técnica de los bienes en existencia al 31-12-15, a cuyo efecto se tendrán especialmente en cuenta las condiciones técnicas de los activos, su nivel de depreciación y/u obsolescencia y el estado de conservación de los mismos.

4.7. En base a la información elaborada por el Consultor, el ENARGAS efectuará la comparación del valor actual determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.5 con la valuación técnica determinada de acuerdo a lo indicado en el punto 4.6 precedente y procederá determinar la Base de Capital al 31-12-15.

4.8. La Base de Capital al 31-12-15 será determinada por el ENARGAS, adicionado al valor determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.7 precedente el valor de las inversiones correspondientes al año 2016 determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.2 precedente, y deduciendo del valor resultante amortizaciones correspondientes al año 2016, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta, año de alta completo, aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00. Finalmente, el valor residual obtenido será actualizado al 31-12-16 mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

Los criterios y metodología para la valorización de activos descriptos tienen como finalidad determinar objetiva y razonablemente la Base de Capital de la Licenciataria al 31-12-16, excluyendo aquellos activos que no resulten necesarios para una eficiente prestación del servicio regulado y efectuando las eventuales correcciones necesarias para adecuar la valuación de aquellos bienes cuyo valor contable de origen podría diferir en razón de haberse utilizado criterios de activación que se aparten del valor de costo de construcción o adquisición, y/o incluyan partidas que oportunamente hayan sido o pudieran ser observadas por el ENARGAS, y/o hubieran sido amortizados contablemente considerando distintas vidas útiles a las reconocidas por el ENARGAS.”

Por último aclara el ENARGAS que “con respecto a la consideración y determinación del costo de construcción de los activos construidos por o para las Licenciatarias que conforman los bienes necesarios para la prestación del servicio, se deberán seguir los lineamientos previstos en la Resolución ENARGAS N° 1903/00. Asimismo, resulta de interés señalar que, para el caso particular de obras incluidas en el patrimonio de las Licenciatarias que hayan sido total o parcialmente abonadas por los usuarios, el cómputo a los efectos de su inclusión en la Base de Capital deberá efectuarse al menor valor entre el costo de construcción, o –en caso de no conocerse aquél- el de reposición, y el de utilización económica de dicho activo, tal como se indica en la citada Resolución ENARGAS N° 1903/00”.

El día 26/5/16 (NOTA CAMUZZI AR/JR/GO/er/1141) PAMPEANA remite información contable solicitada por el ENARGAS en el “Instructivo para la determinación de las

incorporaciones y las bajas de activos a la Base de Capital durante el período 2001-2015 (GASNEA desde 1997)”.

El 27/5 de ese año el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4915 en la que efectúa una serie de aclaraciones en virtud de las inquietudes planteadas por distintas Consultoras. Entre las explicaciones brindadas resulta relevante señalar, a efectos del análisis que se realiza en este apartado, que:

- Con relación a la utilización de otros índices de precios para la elaboración de las tareas de acuerdo a lo establecido en la Parte III, punto 3.2 “Determinación de la Base de Capital”, tarea h) del Pliego, el ENARGAS aclaró que solo se deben aplicar índices de precios oficiales.
- Con respecto a la valuación técnica de la Base de Capital (apartado 3. ALCANCE DE LOS SERVICIOS, punto 3.1.g), el Ente Regulador aclaró que a tales efectos debían tenerse especial consideración de las condiciones técnicas de los activos y estado de conservación, y que para el caso de *“las incorporaciones de activos que no hubieran sido totalmente costeadas por las Licenciatarias (obras construidas por fideicomisos, redes cedidas por terceros, etc.) el valor técnico deberá ser proporcionado a la participación del aporte efectuado por las Licenciatarias para la incorporación de dichos bienes. En dicho contexto, cabe aclarar que, para el caso de bienes operados por las Licenciatarias que fueran propiedad de terceros o que les hubieran sido transferidos a título gratuito, el valor técnico a considerar será igual a cero”.*

Con igual fecha el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4919 en la que autoriza una prórroga del plazo previsto para la presentación de las ofertas en el marco del Concurso referido anteriormente, con la condición de que la apertura de sobres no se realizara con posterioridad al día 3 de junio de ese año.

El día 31/5/16 PAMPEANA, con presencia de funcionarios del ENARGAS, realizó la apertura de las propuestas presentadas en el marco del Concurso para realización de LA AUDITORIA.

El 8 de junio PAMPEANA envía al Ente Regulador un análisis de las mismas siguiendo, según informa, los lineamientos establecidos por el ENARGAS en la Parte II del Pliego. Al respecto manifiesta PAMPEANA la relevancia de la adjudicación de una misma Consultora para la realización de LA AUDITORIA de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A. y CAMUZZI GAS DEL SUR S.A. dado que comparten la Administración Central, y dicho extremo se encontraba ya previsto en el art. 5 de la Parte I del Pliego.

El análisis de las propuestas llevado a cabo por PAMPEANA dio como resultado, en orden descendente según el Factor de Adjudicación establecido en el Pliego:

- 1) LEVIN – GRANT THORNTON
- 2) PSI CONSULTORES – ESTUVIDO ALBELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS
- 3) MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L.
- 4) VILLARES Y ASOCIADOS – RV CONSULTORES S.A.
- 5) LEZA, ESCRIBANA Y ASOCIADOS – PKF ADISUR
- 6) CROWE HORWARTH-HORWARTH CONSULTING S.A.

Por su parte, el ENARGAS efectuó un análisis propio de los factores de adjudicación para las distintas ofertas presentadas a PAMPEANA, siguiendo los criterios previstos en las Pautas de Selección y Adjudicación del Pliego, y teniendo en cuenta la restricción de que ningún oferente podía resultar adjudicatario en más de dos concursos, dada la simultaneidad en la realización de los mismos por parte de todas las Distribuidoras y Transportistas.

El resultado de la evaluación integral y comparativa llevada a cabo por el ENARGAS para todas las Licenciatarias fue presentado en el Informe GDyE/GD N° 210 del 6/7/2016 (y anexos), indicando que la propuesta de MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L. resultó ser la más conveniente para PAMPEANA.

Con fundamento en dicho informe y el Informe GAL N°1149/16 de la Gerencia de Asuntos Legales, el ENARGAS dictó la Resolución I/3887 del 7 de julio de ese año, en la que instruyó a PAMPEANA a suscribir la documentación pertinente para la contratación de MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L. (en adelante, LA CONSULTORA) para la realización de LA AUDITORIA.

Realizada la contratación, el 26 de agosto de 2016 PAMPEANA informa que LA CONSULTORA solicita una prórroga de diez días contados a partir del vencimiento original para la presentación del primer informe de avance del estudio para la realización de LA AUDITORIA.

El día 16/9/2016 el ENARGAS remite sendas notas a los ex MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION y ex MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACION (NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 y 8828 respectivamente), en el marco de lo dispuesto en la Cláusula 12 de las ACTAS ACUERDO en cuanto a que *“Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes”*, en las que solicita instrucciones acerca de la interpretación que debía efectuarse sobre el concepto de “índices oficiales”; si debía entenderse como aquellos elaborados por el INDEC u otros Organismos Oficiales de Argentina o podían considerarse índices elaborados por organismos oficiales de otros países.

En tal sentido, aclara el ENARGAS que dicho requerimiento se efectúa atento a que, de acuerdo a lo establecido en el apartado 4.4 de la Metodología para la Determinación de la Base de Capital en cuanto a que el Consultor *“propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos”* y la tarea h) del punto 3.2.2. de la Parte III del Pliego, algunas Consultoras, en sus informes de avance, para la actualización de determinados rubros habían propuesto utilizar índices de precios elaborados por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América ajustados a moneda local aplicando el tipo de cambio oficial del dólar estadounidense.

PAMPEANA remite el primer informe de avance de LA CONSULTORA el día 28 de octubre de 2016 (NOTA AR/JR N° 2511) en el que esta última señala, con relación a la determinación de la estructura de costos, efectuada por unidad de negocio de PAMPEANA, y la propuesta de índices oficiales asociados para su actualización, que estableció para cada ítem del activo, diferentes unidades constructivas de acuerdo a las características de cada uno y considerando el costo de construcción, formando luego una fórmula polinómica compuesta

por la participación de los distintos componentes del costo de las instalaciones, diferenciando entre componentes que provienen del exterior de aquellos de procedencia local y aplicando “índices representativos”. En este caso, LA CONSULTORA presentó una base de índices entre los que se incluyeron series del INDEC, del Ministerio de Trabajo y del BLS de Estados Unidos de América.

A continuación se incorporó al Expediente bajo análisis la NOTA ENRG/GDyE/GAL/I N° 9906 del 26/10/16 en la que el ENARGAS se dirigió al entonces SUBSECRETARIO DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION, quien el Ente Regulador entendió que se encontraba analizando la NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 del 16/9/2016 cursada a dicho Ministerio, solicitando una respuesta a la misma a la mayor brevedad que le fuera posible *“en virtud de los exiguos plazos que restan para la finalización del proceso de Revisión Tarifaria Integral”* y a fin de que las Consultoras pudiesen determinar el valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias.

El día 11 de noviembre de 2016 el Ministro del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION (mediante NO-2016-03240081-APN-MEM) respondió la consulta efectuada por el ENARGAS en la citada nota. Al respecto señaló que *“Sobre la base de las facultades propias del ENARGAS, atribuidas por la Ley N° 24.076, las referidas Actas Acuerdo disponen que dicho Organismo establecerá los criterios para la determinación de la Base de Capital. En ese marco, las actas mencionadas prevén en su Cláusula 12da., entre otros aspectos, que las valuaciones de bienes se efectuarán en moneda nacional y considerarán la evolución de índices oficiales o coeficientes locales representativos de la variación de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes, debiendo entenderse sobre ese particular que la referencia a índices oficiales incluye aquellos emitidos o adoptados por organismos o entidades públicas de la República Argentina que sean considerados por el ENARGAS como idóneos para estimar las variaciones de los costos de los bienes y servicios atinentes a las actividades de transporte y distribución de gas por redes”*.

En tal sentido el Ministro citó como antecedente el Decreto 55 del 7 de enero de 2016 en el que el PODER EJECUTIVO NACIONAL declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema de Estadístico Nacional (SEN) y al INDEC, listando asimismo las resoluciones y actos administrativos mediante los cuales diversos organismos oficiales utilizaron indicadores oficiales alternativos para medir variaciones de costos de sus áreas de competencia.

Finalmente señaló que *“en la valuación de los bienes que realice el ENARGAS, deberán tenerse en cuenta los objetivos y condiciones establecidos a ese efecto en la mencionada Cláusula 12da. de las respectivas Actas Acuerdo”*.

El 15/11 el ENARGAS remitió copia de la mencionada nota ministerial a PAMPEANA.

Posteriormente, con fecha 29/11 PAMPEANA (por Actuación ENARGAS N° 39293/16) presentó al ENARGAS el Informe Final de LA AUDITORIA realizado por LA CONSULTORA.

Cabe indicar con respecto a la determinación de la estructura de costos que se observa que LA CONSULTORA empleó la metodología ya señalada en su primer informe de avance respecto a la desagregación de la estructura por los componentes de la cadena de costos que la conforman, por unidad de negocio de PAMPEANA, y la ajustó por una fórmula polinómica que contempló la incidencia de cada uno en la composición del activo, aplicando luego los

índices oficiales que LA CONSULTORA consideró más representativos de la variación de los costos en el tiempo.

Señala LA CONSULTORA en el apartado 2.3 “Índices de ajuste” del capítulo “2 - Estructura de Costos” que la base de índices de precios utilizada contempla indicadores publicados fundamentalmente por el INDEC y por el MINISTERIO DE TRABAJO, y las series se extendieron, a pedido del ENARGAS, hasta Agosto de 2016 (en lugar de Diciembre de 2015 como estaba establecido originalmente en el Pliego).

El listado y serie de tiempo de los indicadores utilizados se incorporó como Anexo 5 del informe final. Allí se menciona que fueron utilizados para las polinómicas de actualización los siguientes indicadores:

- Motores, generadores y transformadores eléctricos (311)
- Aparatos de distribución y control eléctrico (312)
- Conductores eléctricos (313)
- Cemento y cal (2694)
- Muebles y otros productos industriales (316)
- Vehículos automotores (341)
- Artículos de hormigón, cemento y yeso (2695)
- Productos metálicos para uso estructural (2811)
- Máquinas y equipos de uso especial (292)
- Gas Oil (33360-1)
- Dólar
- ICC- Nivel General
- Salarios básicos de la industria y la construcción (ISBIC)-para personal calificado
- Caños y tubos de polietileno (36320-3)
- Chapas de hierro/acero (91211-1)

En nota al pie del cuadro “Anexo 5: Índices de ajuste de las Polinómicas” se señala que la mayoría de los ellos fueron empalmados por ISBIC (del listado anterior, sólo quedaron fuera de dicha consideración los indicadores Dólar, ICC-Nivel General y el propio ISBIC) y que los índices de materiales específicos del 2016 fueron empalmados por IPIB Nivel General.

Por otra parte, con relación a la determinación de la Base Tarifaria por el criterio del valor técnico de reposición LA CONSULTORA aclaró que procedió a la valorización de cada bien según su precio al 31-8-2016 contemplando el valor de reposición, considerando para todos los bienes, aún aquellos amortizados al año 2015, una vida útil siempre que los mismos se encontraran en operación y funcionando.

Los días 29/12/2016 (NOTA AR/JR/GC/er/3007) y 12/1/2017 (Nota AR/JR/GC/er/0065) PAMPEANA presenta sendos informes complementarios de LA CONSULTORA en los que se agregaron, por un lado las amortizaciones de todo el período hasta primer semestre de 2016,

y por el otro, las amortizaciones e inversiones del segundo semestre de 2016, todo ello a requerimiento de la Autoridad Regulatoria.

El resultado obtenido por LA CONSULTORA en la valuación de la Base de Capital de PAMPEANA se encuentra resumido en el cuadro a continuación:

Base Tarifaria CAMUZZI GAS PAMPEANA - s/LA CONSULTORA	Millones de pesos
Valor actualizado por polinómica de costos (incluyendo inversiones del 2016)	7.805,5
Valor técnico (no incluye inversiones del 2016)	9.822,8

Por su parte el 27/3/2017 el ENARGAS se dirige al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA mediante NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2477, complementada por la NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2516 del 29/3 de ese año, en la que solicitó conformidad para la utilización de un único índice compuesto para la actualización de la Base Tarifaria de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, y que fue propuesto por Villares y Asociados, Consultora contratada por las transportistas. Dicho índice se compuso de la siguiente manera (de acuerdo al texto de la nota complementaria): *“una participación del 44% del ISBIC (Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social)” y “un 56% de un índice compuesto por el ICC Materiales (Índice del Costo de la Construcción – Materiales, elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza) y el IPIM (Índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos)”*.

Respecto de la determinación de un único indicador para la actualización de la Base de Capital de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, el ENARGAS aludió a la Cláusula Décimo Novena incluida en las Actas Acuerdo de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A., CAMUZZI GAS DEL SUR S.A., LITORAL GAS S.A. y GASNOR S.A., de Trato Equitativo, que previó que *“El OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y distribución de gas natural, en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos”*.

Aclara el Ente Regulador que en sus informes finales las Consultoras *“aplicaron índices de precios para ajustar la Base Tarifaria de las Licenciatarias que, en la totalidad de los casos, arrojan coeficientes de ajuste que oscilan entre treinta y tres veces y treinta y nueve veces cuando se computan para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 1992 y el 31 de diciembre de 2016”*, resultando en valores de Bases Tarifarias que en todos los casos son inferiores a los valores técnicos de reposición por ellas calculados.

El MINISTERIO respondió el 30/3 mediante Nota NO-2017-04871382-APN-MEM en la que indicó que había dado intervención en el tema a la SUBSECRETARIA DE COORDINACIÓN DE POLITICA TARIFARIA y, compartiendo lo manifestado por dicha Subsecretaria, consideró que *“el índice de precios combinado seleccionado por el ENARGAS en el marco de sus*

facultades se adecúa a las previsiones contenidas en las Actas Acuerdo antes referidas, relativas al ajuste de la Base Tarifaria de las Licenciatarias; como así también que resulta procedente su aplicación de manera uniforme a la totalidad de las Licenciatarias. Ello por cuanto resulta razonable y necesario contar con criterios uniformes para efectuar la valuación de los bienes necesarios para la prestación de los servicios públicos a su cargo”.

Finalmente el 30 de marzo de 2017 el ENARGAS elaboró el Informe técnico en el que detalla los antecedentes y lo actuado hasta el momento, analizó el estudio realizado por LA CONSULTORA para la valuación contable y técnica y aprobó el valor de la Base Tarifaria de PAMPEANA.

36.4. ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES

A partir de los antecedentes expuestos, corresponde en esta instancia analizar si, en el marco de LA AUDITORIA, el procedimiento de valuación de la Base Tarifaria llevado a cabo por LA CONSULTORA se ajustó al alcance de los servicios detallado en el apartado 3 de la Parte 3 del Pliego de Bases y Condiciones para la contratación de LA AUDITORIA, tal lo requerido por el ENARGAS en los Términos de Referencia de la presente Auditoría; y el desempeño del ENARGAS con relación al tratamiento de la Base Tarifaria desde el punto de vista económico, particularmente en lo concerniente al cumplimiento de los requerimientos y pautas establecidos en las cláusulas 12 y 16; así como lo actuado por todas las partes involucradas en el tratamiento del tema (la LICENCIATARIA, LA CONSULTORA, el ENARGAS, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación).

Con relación a las tareas llevadas a cabo por LA CONSULTORA a efectos de dar cumplimiento a lo estipulado por el ENARGAS en el punto 3 de la Parte III del Pliego de Bases y Condiciones, corresponde señalar, en primer lugar que en general ha dado cumplimiento a los plazos y requerimientos realizados por el Ente regulador, a excepción del plazo para la presentación del primer informe de avance de LA AUDITORIA, en el que LA CONSULTORA solicitó una prórroga de 10 adicionales sobre la fecha original de vencimiento.

En cuanto al trabajo realizado por LA CONSULTORA, en esta sección se analizan los puntos a) y c) del Alcance de la Auditoría definido en el Informe Final de la Auditoría Técnica y Económica de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO, a saber:

“a) Análisis de la Auditoría de la información Contable aportada por la Licenciataria a los efectos de la determinación del valor residual contable actualizado de los activos necesarios para una operación eficaz y con indicadores de confiabilidad de clase mundial del servicio regulado”;

“c) La determinación de la base de capital de la Licenciataria siguiendo los lineamientos previstos en la mencionada Acta Acuerdo”.

En lo que respecta a la valuación de la Base Tarifaria a valor histórico, se advierte que LA CONSULTORA procedió en términos generales de acuerdo a las normas contables y regulatorias indicadas en el Pliego, a excepción de las consideraciones oportunamente mencionadas por el ENARGAS en su informe intergerencial del 30 de marzo de 2017 respecto de las vidas útiles máximas de los bienes, ya que en algunos casos no se ajustó a lo estipulado

en las Resoluciones ENARGAS N° 1660/2000 y 1903/2000, razón por la cual el ente regulador procedió a su corrección.

Por otra parte, el ENARGAS extendió el período de análisis para la determinación del valor de la Base de Capital por lo que modificó la valuación presentada por LA CONSULTORA en tanto incorporó inversiones obligatorias correspondientes al año 2016 que no se encontraban activadas al momento del cierre del estudio efectuado por la consultora. A tales efectos, el ente regulador aclaró que dichas inversiones fueron incluidas contemplando los valores comprometidos y aprobados oportunamente, y agregó *“razón por la cual deberán ser objeto de análisis y eventual ajuste en oportunidad de la determinación de la Base de Capital a considerar en el próximo quinquenio”*.

Por último, para la actualización del valor contable de la Base de Capital, el ENARGAS aplicó un coeficiente de ajuste distinto al propuesto por LA CONSULTORA, tema al que nos referiremos en breve, obteniendo como resultado una Base Tarifaria al 31 de diciembre de 2016 y actualizada a valores de diciembre de 2016 que ascendía a \$8.024,6 MM.

En virtud de lo expuesto se puede concluir que el ENARGAS, en pleno ejercicio de las facultades y competencias establecidas en las Actas Acuerdo, actuó conforme a las pautas establecidas en las Cláusulas 12 y 16 de dichas actas, y en cumplimiento de las normas contables y regulatorias vigentes.

Sin embargo, corresponde efectuar algunas consideraciones respecto del factor de actualización seleccionado por el Ente Regulador para la corrección de la Base de Capital de PAMPEANA, distinto al propuesto por LA CONSULTORA.

En primer lugar cabe señalar que, tal como se detalló en los antecedentes del presente capítulo, a raíz de las propuestas formuladas por las consultoras respecto de los índices a considerar para la actualización de la Base Tarifaria en el marco de los requerimientos establecidos en el punto 4.4 de la Metodología para la Determinación de la Base de Capital, particularmente por la idea de considerar a tales efectos ciertos índices de organismos oficiales de otros países, el ENARGAS consultó formalmente a los entonces MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION y MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACION (NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 y 8828 respectivamente, ambas de septiembre de 2016), la interpretación que debía realizarse de lo indicado en el párrafo cuarto de la cláusula 12.7 del AA respecto del término *“índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía”*.

Sin embargo, cabe señalar al respecto que, en el caso de PAMPEANA, la redacción de la cláusula 12ª preveía específicamente que *“Todas las valuaciones de los bienes referidos se efectuarán en la moneda nacional, y serán ajustados por coeficientes locales representativos de la variación de los costos de dichas inversiones (...)”*.

Como se mencionó también en los antecedentes, el 11 de noviembre de 2016 se pronunció al respecto el MINISTERIO señalando que *“la referencia a índices oficiales incluye aquellos emitidos o adoptados por organismos o entidades públicas de la República Argentina que sean considerados por el ENARGAS como idóneos para estimar las variaciones de los costos de los bienes y servicios atinentes a las actividades de transporte y distribución de gas por redes”*.

Asimismo, con relación a los índices oficiales, el Ministro aludió al Decreto 55 del 7 de enero de 2016 en el que el PODER EJECUTIVO NACIONAL declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema de Estadístico Nacional (SEN) y al INDEC, y detalló ciertas resoluciones y actos administrativos mediante los cuales diversos organismos oficiales utilizaron indicadores oficiales alternativos para medir variaciones de costos de sus áreas de competencia.

En consecuencia, el ENARGAS, contando con la conformidad del Ministerio de Energía y Minería (NO-2017-04871382-APN-MEM) determinó *“un único criterio de cálculo aplicable para todas las Licenciatarias”*, seleccionando los índices de precios propuestos por Villares & Asociados (consultora que fue contratada por ambas transportistas) entendiendo que cumplía con las normas regulatorias a la vez que *“permite incentivar la inversión en infraestructura necesaria para atender los requerimientos de nuevos usuarios y las necesarias en confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural”*.

El criterio adoptado por el ENARGAS para la actualización de la Base Tarifaria de las licenciatarias, previa anuencia del Ministerio competente para atender cuestiones derivadas de los Acuerdos de Renegociación Contractual (conforme lo establecido en el Decreto 367/16), contemplando desde enero de 1993 hasta diciembre de 2016 inclusive, surge de una composición de índices formada por:

- un 44% del Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación (ISBIC), y
- un 56% de un índice combinado, constituido por el Índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el INDEC (IPIM) y el Índice de Costos de la Construcción, Materiales elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza (ICC-M Mza).

Este índice combinado fue elaborado tomando como base el IPIM en enero de 1993 y sus variaciones hasta enero de 2007; luego se contemplaron las variaciones del ICC-M Mza desde febrero de 2007 hasta diciembre de 2015. Por último, de enero de 2016 hasta diciembre del mismo año, se aplicaron las variaciones del IPIM.

En virtud de lo expuesto precedentemente se procedió a analizar los fundamentos que motivaron la decisión del ENARGAS respecto a la selección de los indicadores de actualización de la Base Tarifaria.

Al respecto, se ha observado tanto en la Nota ENRG N° 2477/17 dirigida al MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA como en el informe final de determinación de la Base de Capital elaborado por el ente regulador, que los argumentos esgrimidos fueron: 1) la necesidad de definir un único criterio aplicable a todas las licenciatarias, tema que se tratará más adelante, 2) el menor monto del resultado de la actualización en comparación con los valores técnicos estimados por las consultoras en todos los casos y 3) la afirmación de que “permiten incentivar la inversión en infraestructura necesaria para atender los requerimientos de nuevos usuarios y las necesarias mejoras en confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural”.

No se ha encontrado obrantes en el expediente estudios de la propuesta de índices de ajuste realizada por Mercados Energéticos y Bértora y Asociados, ni argumentos para descartar su

tratamiento, particularmente con relación a los índices de variación de precios de los materiales propuestos por LA CONSULTORA, que en general presentan variaciones menores a las observadas en el ICC-Materiales de Mendoza y el índice combinado.

Asimismo, corresponde señalar, con relación a la propuesta de actualización efectuada por Mercados Energéticos y Bértora y Asociados, que no surge del informe de LA CONSULTORA el período de empalme de los índices de materiales con el ISBIC ni la metodología utilizada a tales efectos.

Con respecto a la selección del ISBIC, en la que coinciden el ENARGAS y la propuesta de LA CONSULTORA, tampoco se ha encontrado –ya sea en el reporte final de Mercados Energéticos y Bértora y Asociados como en el informe final del ENARGAS– los motivos para seleccionar el ISBIC sobre otros índices de variación del costo de la mano de obra como por ejemplo el índice ICC-salarios o el índice de variación salarial, o una combinación de ellos.

En cuanto a los argumentos empleados por la Consultora Villares y Asociados en su informe final para la selección de los índices que fueran finalmente seleccionados por el ENARGAS para la actualización de la Base de Capital de todas las licenciatarias, se destacan los que se mencionan seguidamente.

Con respecto al índice de actualización de la componente de mano de obra, proponen utilizar el ISBIC, pero no brindan fundamentos para su selección por sobre otros índices.

En cuanto al factor de actualización de los restantes componentes, la consultora Villares y Asociados refiere a la problemática del sistema de estadísticas nacionales descripto y citan una advertencia que aparecía en el sitio web del INDEC respecto de que las series estadísticas publicadas con posterioridad a enero de 2007 y hasta diciembre de 2015 debían ser consideradas con reservas. En virtud de ello es que dicha Consultora propone la construcción de un índice que combinó las variaciones del IPIM en los períodos sin cuestionamientos y las variaciones de otro índice local de costos de materiales.

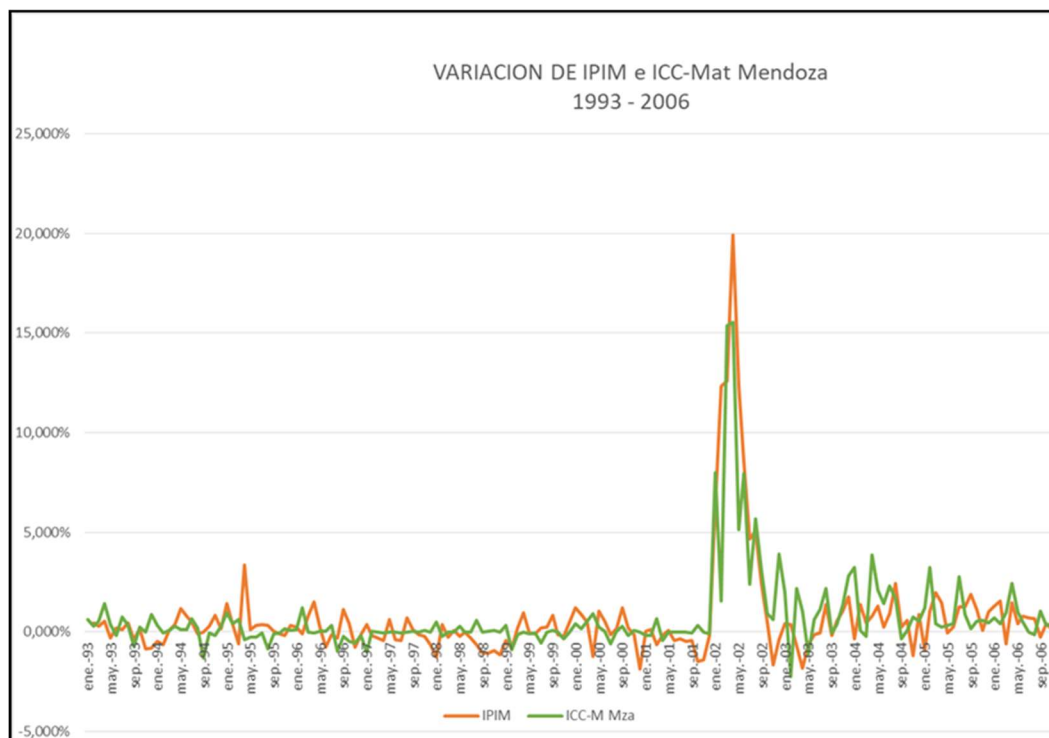
A tales efectos, señala la consultora en el Capítulo III – Determinación de la Base de Capital de su informe final de auditoría que se descartó el Índice de Costos de Materiales publicados por la Cámara Argentina de la Construcción por tratarse de un organismo no oficial.

Continúa el informe mencionado que identificaron índices provinciales y que “el primer índice que ubicamos en tan corto tiempo, según nuestra revisión, fue el Índice de Costos de la Construcción, Materiales- Gran Mendoza” y en segundo lugar el producido por la provincia de Córdoba, que según señalaron se comportaban de manera semejante entre el año 2005 y el 2015, diferenciándose del IPIM.

En tal sentido, se llevó a cabo un análisis del comportamiento del ICC-Materiales de Mendoza y del IPIM en todo el horizonte temporal en cuestión (desde el año 1993 al 2016).

Del análisis efectuado, no se observa una correlación entre los índices ni un cambio de comportamiento en la relación de las variaciones del IPIM y del ICC-Materiales de Mendoza, por lo que el argumento de la Consultora Villares y Asociados respecto de que las variaciones del ICC-Materiales de Mendoza, y su equivalente producido por la provincia de Córdoba, estaban por encima de aquellas observadas en el IPIM para el período 2005-2015 resulta insuficiente y hasta contradictorio con su propuesta final de empalme de ambos indicadores.

A continuación, se exhibe un gráfico con las variaciones de los referidos índices entre los años 1993 y 2016 que evidencian lo señalado precedentemente:



Por otra parte, de acuerdo a lo establecido en el punto 4 “*Criterios para la determinación de la base de capital*”, particularmente el apartado 4.4, de la Metodología para la determinación de la Base de Capital y la cláusula 12.7 de las Actas Acuerdo, las Consultoras efectuaron un análisis de la estructura de costos de cada una de las licenciatarias a fin de que el ENARGAS pudiera expedirse respecto de los índices propuestos por dichas consultoras, asociadas a las estructuras de costos analizadas.

En tal sentido, con fundamento en la Cláusula 19 del Acta Acuerdo que prevé que “*el OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y distribución de gas natural, en tanto ello sea pertinente a juicio del OTORGANTE*”, y con el consentimiento del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION, el ENARGAS optó por aplicar un criterio único de actualización, empleando idéntica fórmula de actualización de los componentes de la estructura de la Base de Activos para todas las licenciatarias, tanto de transporte como distribución de gas por redes.

Al respecto surge inevitablemente la cuestión en cuanto a si efectivamente podría considerarse “*razonablemente similar y equitativo*” el trato dispensado a las licenciatarias.

En consecuencia, se analizó la estructura de costos presentada por la Consultora Mercados Energéticos Consultores S.A. y Bértora y Asociados en el marco de LA AUDITORÍA realizada sobre la Base Tarifaria de PAMPEANA, comparándola con aquella

implícita en el factor de actualización propuesto por Villares y adoptado por el ENARGAS, que se basó en la estructura de costos de las transportistas.

Como ya se mencionó, la ponderación de los índices seleccionada por el ENARGAS fue 44% ISBIC y 56% índice combinando IPIM e ICC-Materiales de Mendoza. Si se analiza la estructura de costos de TGS, considerando los valores históricos de la Base de Capital presentados por la Consultora Villares y Asociados, se puede advertir la siguiente ponderación:

TRANSPORTADOR DE GAS DEL SUR S.A.

RUBROS DE LA BASE DE ACTIVOS	VALOR HISTÓRICO DE LA BAC SIN AJUSTE (EN M\$)	ESTRUCTURA DE COSTOS	
		SALARIOS (MANO DE OBRA)	ICC, MATERIALES, MAQUINAS Y EQUIPOS, OTROS
PLANTAS COMPRESORAS	687.740,00	42,37%	57,63%
OTRAS INSTALACIONES TÉCNICAS	20.673,00	75,32%	24,68%
GASODUCTOS	1.807.061,00	43,58%	56,42%
ESTACIONES DE MEDICION Y REGULACION	69.359,00	74,59%	25,41%
OTROS ACTIVOS	1.503.053,00	25,21%	74,79%
Promedio ponderado de todos los ítems		37,3%	62,7%
Prom. ponderado gasoductos y plantas compresoras		43,2%	56,8%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LOS INFORMES DE VILLARES Y ASOCIADOS

Como puede observarse la ponderación final del índice de actualización seleccionado por el ENARGAS refleja la relación de los componentes de los rubros del activo más relevantes dentro de la estructura de costos de la transportista (gasoductos y plantas compresoras representan, según los datos de la consultora Villares y Asociados, más del 70% de la Base Tarifaria).

Por otra parte, reproduciendo este análisis para el caso de la Base de Activos de PAMPEANA, teniendo en cuenta los datos detallados por LA CONSULTORA respectiva en los correspondientes informes de auditoría, se obtienen los siguientes resultados:

CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

RUBROS DE LA BASE DE ACTIVOS	VALOR HISTÓRICO DE LA BAC SIN AJUSTE (EN M\$)	ESTRUCTURA DE COSTOS	
		SALARIOS (MANO DE OBRA)	ICC, MATERIALES, MAQUINAS Y EQUIPOS, OTROS
EDIFICIOS	86.523,43	47,5%	52,5%
MAQUINARIAS Y EQUIPOS	20.875,11	3,5%	96,5%
PLANTAS COMPRESORAS DE GNC	1,07	21,2%	78,8%
PLANTAS COMPRESORAS	61.815,59	50,6%	49,4%
RODADOS	56.097,08	3,0%	97,0%
MUEBLES Y ÚTILES	5.730,60	0,0%	100,0%
EQUIPOS DE COMPUTACION	37.352,93	3,5%	96,5%
EQUIPOS DE COMUNICACIÓN	7.706,47	14,4%	85,6%
ERP	50.902,92	50,5%	49,5%
GASODUCTOS	324.903,26	61,9%	38,1%
RAMALES	83.352,47	61,9%	38,1%
REDES PE Y ACERO	435.668,95	73,6%	26,4%
MEDIDORES	201.121,67	73,6%	26,4%
Promedio ponderado de todos los ítems		60,1%	39,9%
Prom. ponderado gasoductos y redes		68,6%	31,4%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LOS INFORMES DE MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES S.A. Y BERTORA Y ASOCI

Resulta evidente que la estructura de costos de la distribuidora, considerando como en el caso anterior solo sus principales activos (en este caso, gasoductos y redes), es muy distinta a aquella de la transportista. La diferencia es aún más notoria si dentro de la ponderación se incluyen los medidores o se contempla el promedio ponderado de todos los rubros del activo.

37. ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO ECONOMICO FINANCIERO DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA

37.1. ANTECEDENTES

El proceso de Revisión Tarifaria Integral de la Licenciataria TGS se realiza de acuerdo al Acuerdo Transitorio suscripto entre el Estado Nacional y TGS, con fecha 24 de febrero de 2016 y la Resolución MINEM N° 31/16, que instruye al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral, en el marco de las Renegociación Contractual dispuesta en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias.

En este sentido, en el ANEXO del Acuerdo Transitorio del ENARGAS y TGS preveía en los Puntos:

“1.6 - “Realización de la Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público. En la remuneración de la LICENCIATARIA el ENARGAS tomará en cuenta el costo de la Auditoría a contratar por la LICENCIATARIA de acuerdo a los términos establecidos en el punto 1.7.

1.7.- Base de Capital y Tasa de Rentabilidad: El ENARGAS establecerá en un plazo improrrogable de SESENTA (60) días a partir de la fecha de la firma del presente, los criterios para la determinación de la Base de Capital y de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en la REVISION TARIFARIA INTEGRAL.

Como criterio general, la Base de Capital de la LICENCIATARIA se determinará tomando en cuenta los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público. Para la valuación de dichos bienes se considerará: a) el valor inicial de los bienes al comenzar el CONTRATO DE LICENCIA, como también aquel correspondiente a las incorporaciones posteriores, netos de bajas y depreciaciones, considerando lo establecido en el párrafo cuarto del presente; y b) el valor actual de tales bienes, resultante de aplicar criterios técnicos fundados que expresen en forma justa y razonable dicha estimación, tomando en cuenta el estado actual de conservación de dichos bienes.

Para realizar dicha evaluación técnica el ENARGAS establecerá las bases, el objeto y alcances de la contratación y seleccionará un especialista, de reconocido prestigio en la materia, de una lista de CINCO (5) consultores, propuestos por la LICENCIATARIA, no siendo recurrible dicha elección por parte del mismo.

Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes. Todo ello debe efectuarse teniendo en miras el principio básico de inversión dispuesto en el marco regulatorio que considera el interés general de alentar inversiones que aseguren la construcción y el mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable”.

Por otra parte, en el ANEXO del Pliego de Bases y Condiciones y los Términos de referencia del Concurso Privado de TGS, remitido mediante la Nota ENRG N° 3559 del 3 de mayo de 2016, se estableció que:

“2.1 En el acuerdo para la Adecuación del Contrato de Licencia de transporte suscripto por (...) en el marco del proceso de renegociación establecido en el art. 9° de la Ley N° 25.561 y sus normas reglamentarias y complementarias (...) se contempla la contratación de un Consultor para la realización de una auditoría técnica y económica de los bienes necesarios para la prestación del servicio público de distribución de gas natural.

2.2 Los Servicios que deberá brindar el Contratista comprenderán:

- a) Una auditoría técnica y contable de la información aportada por la Licenciataria,*
- b) La determinación de la estructura de costos de los distintos grupos de activos necesarios para la prestación del servicio que componen la Base de Capital y la identificación de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos.*
- c) La actualización del valor residual contable de los activos existentes al 31-12-2015.*
- d) La determinación del valor técnico al 31-12-2015 de los bienes de uso necesarios para la prestación del servicio aplicando criterios fundados que expresen en forma justa y razonable el estado actual de conservación de los mismos, a los efectos de su comparación con la información contable auditada por el Contratista y el consiguiente análisis de razonabilidad del valor asignado a la base de capital.*

2.3 En tal sentido, el Acuerdo tiene previsto la contratación de Especialistas por parte de (...), bajo las pautas y la supervisión fijadas por el ENARGAS, quien, de la lista de Consultores propuesta por la Licenciataria y previo análisis de las ofertas recibidas, procederá a seleccionar el Adjudicatario.”

Por último, corresponde señalar, con respecto a las normas que rigieron la valuación de la Base de Capital, que prevalecieron en principio las disposiciones del ACTA, sin perjuicio de la aplicación de la Ley 24.076, el Decreto 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (Decreto 2255/92), que se encontraban plenamente vigentes en todos aquellos aspectos que no fueron modificados ni se opusieron a las normas resultantes de la Ley 25.561.

37.2. DOCUMENTACION ANALIZADA

El trabajo realizado hasta la fecha comprendió el análisis de la documentación aportada por el ENARGAS e incluyó todos aquellos documentos que se consideraron necesarios, de acuerdo al objeto de la auditoría en cuestión, a saber:

ACTA TRANSITORIA - TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR del 24/02/2016

EXPEDIENTE ENARGAS N° 29244 – CONTRATACIÓN - CONSULTOR BASE TARIFARIA – RTI – TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR

37.3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA

El expediente se inicia el 13 de abril de 2016 con la NOTA ENRG/GDyE/GAL N° 2870 en la que el ENARGAS solicita a TGS la presentación de un listado de al menos cinco Consultoras que estarían en condiciones de presentarse al Concurso para la realización de la *“Auditoría de los BIENES NECESARIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL”* (en adelante, LA AUDITORIA) en los términos previstos el punto 1.6 de Acta Transitorio (en adelante, el ACTA). El mismo debía estar acompañado de antecedentes que reflejarán las *“capacidades (de las Consultoras, agregado) para realizar los trabajos necesarios para cumplir con el objeto del concurso, como así también, la experiencia previa en trabajos similares y los currículums de los principales profesionales que se afectarán en la Auditoría”*.

Con fecha 20 de abril de 2016, TGS remite el listado a ENARGAS, junto con los antecedentes requeridos. El mismo está compuesto por las siguientes Consultoras o grupo de Consultoras:

- ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A – GRAND THORNTON ARGENTINA
- PSI CONSULTORES – ESTUVIDO ALBELOVICH, POLANO Y ASOCIADOS
- FREYRE Y ASOCIADOS S.A. – VILLARES Y ASOCIADOS S.R.L
- BDO S.A. – BDO S.A.
- MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L.

Seguidamente se incorpora al expediente el denominado “Anexo I – Base de Capital – Transportadoras y Distribuidoras”. Mediante dicho instrumento, remitido por el Ente Regulador a TGS el día 3/5/2016 (NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3549/2016), el ENARGAS, solicita información relativa a Altas y Bajas correspondientes al periodo 1/1/2001 y el 31/12/2015. Y le solicita a TGS que utilice *“Instructivo para la determinación de las incorporaciones y las bajas de activos a la Base de Capital durante el período 2001-2015 (GASNEA desde 1997)”* adjuntado en el Anexo de la mencionada nota.

Mediante NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3559/2016, el ENARGAS remite el Modelo de Pliego para el llamado a Concurso para la contratación por parte de TGS e instruye a la Licenciataria iniciar *“con el procedimiento licitatorio para la selección del Consultor”*, aprobando el listado remitido por TGS oportunamente. Asimismo, dispone los criterios para la Determinación de la Base de Capital” que estableció los lineamientos para la determinación del valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias, complementando aquellos oportunamente establecidos en la Segunda Revisión Quinquenal de Tarifas, para todas aquellas Consultoras que lleven adelante LA AUDITORÍA. Estos eran:

“4.1 Se determinará para cada uno de los grupos de activos que componen el rubro de Bienes de Uso previstos en la Resolución ENARGAS N° 1660/00 y modificatorias, el valor de costo histórico en PESOS de los activos existentes al 31 de Diciembre de 2105. A tal efecto, se procederá de la siguiente manera:

- e) *Se establecerá el valor inicial de los activos transferidos al momento de la privatización en función del monto total abonado por cada Licenciataria (incluyendo el pago en efectivo, los bonos de la deuda y los pasivos asumidos).*

f) Se detraerá de dicho importe el precio asignado a aquellos bienes considerados como no necesarios para prestar el servicio regulado. Además se disminuirán del valor resultante: (i) por su valor total, aquellos bienes que se estén utilizando solo para sustentar actividades no reguladas, y (ii) en forma proporcional, si existiese algún grado de afectación de dichos activos a actividades reguladas.

g) Al valor de la inversión inicial se le adicionará el importe anual –a valor de costo- de las inversiones en Activos Esenciales y/u otros activos necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas con posterioridad a la fecha de posesión y hasta el 31 de diciembre de 2015, atendiendo a un criterio de eficiencia. A tal efectos, y partiendo de los valores históricos que surgen de la contabilidad de la Licenciataria, se efectuarán los ajustes que pudieran corresponder a dichos valores en función de la normativa vigente. Se incluirán en este punto las incorporaciones de activos que hubieran sido financiadas bajo la modalidad de Proyectos K, las que serán valuadas a su costo de adquisición, o al valor oportunamente autorizado por el ENARGAS, el que resulte menor, como así también la incorporación de redes ejecutadas por terceros y cedidas a la distribuidora, las que serán valuadas de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución ENARGAS 1903/2000.-

h) Se eliminará de la valuación el valor de origen correspondiente a las bajas por desafectaciones, retiros o reemplazo de Activos Esenciales y/o Activos no Esenciales necesarios para la prestación del servicio regulado.

4.2 Se determinará el valor de las incorporaciones de activos ya efectuadas o a materializar, según corresponda, durante el año 2016, las que serán computadas en forma trimestral aplicando la siguiente metodología:

a) Para trimestres con balance trimestral cerrado a la fecha de la realización de la Consultoría, las incorporaciones de activo fijo se valuarán de acuerdo a lo previsto en el punto 4.1 c) precedente.

b) Para las inversiones previstas para el resto del año 2016, las mismas se consideran a valor de costo en moneda del momento de presupuestación, indicando la fecha a que se refiere dicho valor.

4.3. A los efectos de determinar el valor residual de los activos existentes al 31-12-15, a los valores determinados de acuerdo a lo indicado en el punto 4.1 precedente se les deducirá la sumatoria de las depreciaciones acumuladas al 31-12-15, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta y aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00.

4.4. A los efectos de que el ENARGAS se expida respecto de los índices a utilizar para la actualización de la Base de Capital de las Licenciatarias, el Consultor determinará la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital y propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos.

4.5. Se determinará el valor actualizado al 31-12-15 del valor residual de los activos determinados en el punto 4.3 precedente, mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

4.6. Se procederá a la determinación de la valuación técnica de los bienes en existencia al 31-12-15, a cuyo efecto se tendrán especialmente en cuenta las condiciones técnicas de los activos, su nivel de depreciación y/u obsolescencia y el estado de conservación de los mismos.

4.7. En base a la información elaborada por el Consultor, el ENARGAS efectuará la comparación del valor actual determinado de acuerdo con lo indicado en el punto 4.5 con la valuación técnica determinada de acuerdo con lo indicado en el punto 4.6 precedente y procederá determinar la Base de Capital al 31-12-15.

4.8. La Base de Capital al 31-12-15 será determinada por el ENARGAS, adicionado al valor determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.7 precedente el valor de las inversiones correspondientes al año 2016 determinado de acuerdo a lo indicado en el punto 4.2 precedente, y deduciendo del valor resultante amortizaciones correspondientes al año 2016, las que serán calculadas utilizando el criterio de la línea recta, año de alta completo, aplicando los años de vidas útiles máximas previstas por la Resolución 1903/00. Finalmente, el valor residual obtenido será actualizado al 31-12-16 mediante la aplicación de los índices de actualización que, en función de lo indicado en el punto 4.4 precedente, establezca el ENARGAS.

Los criterios y metodología para la valorización de activos descriptos tienen como finalidad determinar objetiva y razonablemente la Base de Capital de la Licenciataria al 31-12-16, excluyendo aquellos activos que no resulten necesarios para una eficiente prestación del servicio regulado y efectuando las eventuales correcciones necesarias para adecuar la valuación de aquellos bienes cuyo valor contable de origen podría diferir en razón de haberse utilizado criterios de activación que se aparten del valor de costo de construcción o adquisición, y/o incluyan partidas que oportunamente hayan sido o pudieran ser observadas por el ENARGAS, y/o hubieran sido amortizados contablemente considerando distintas vidas útiles a las reconocidas por el ENARGAS.”

Por último, aclara el ENARGAS que “con respecto a la consideración y determinación del costo de construcción de los activos construidos por o para las Licenciatarias que conforman los bienes necesarios para la prestación del servicio, se deberán seguir los lineamientos previstos en la Resolución ENARGAS N° 1903/00. Asimismo, resulta de interés señalar que, para el caso particular de obras incluidas en el patrimonio de las Licenciatarias que hayan sido total o parcialmente abonadas por los usuarios, el cómputo a los efectos de su inclusión en la Base de Capital deberá efectuarse al menor valor entre el costo de construcción, o –en caso de no conocerse aquél- el de reposición, y el de utilización económica de dicho activo, tal como se indica en la citada Resolución ENARGAS N° 1903/00”.

El 27 de mayo de 2016 el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4911 en la que efectúa una serie de aclaraciones en virtud de las inquietudes planteadas por distintas Consultoras. Entre las explicaciones brindadas resulta relevante señalar, a efectos del análisis que se realiza en este apartado, que:

- Con relación a la utilización de otros índices de precios para la elaboración de las tareas de acuerdo a lo establecido en la Parte III, punto 3.2 “Determinación de la Base de Capital”, tarea h) del Pliego, el ENARGAS aclaró que solo se deben aplicar índices de precios oficiales.

- Con respecto a la valuación técnica de la Base de Capital (apartado 3. ALCANCE DE LOS SERVICIOS, punto 3.1.g), el Ente Regulador aclaró que a tales efectos debían tenerse especial consideración de las condiciones técnicas de los activos y estado de conservación, y que para el caso de *“las incorporaciones de activos que no hubieran sido totalmente costeadas por las Licenciatarias (obras construidas por fideicomisos, redes cedidas por terceros, etc.) el valor técnico deberá ser proporcionado a la participación del aporte efectuado por las Licenciatarias para la incorporación de dichos bienes. En dicho contexto, cabe aclarar que, para el caso de bienes operados por las Licenciatarias que fueran propiedad de terceros o que les hubieran sido transferidos a título gratuito, el valor técnico a considerar será igual a cero”*.

Con igual fecha el ENARGAS emite la NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4912 en la que autoriza una prórroga del plazo previsto para la presentación de las ofertas en el marco del Concurso referido anteriormente, con la condición de que la apertura de sobres no se realizara con posterioridad al día 3 de junio de ese mismo año.

El 6 de junio de 2016, TGS envía el pedido de información relativa a las Altas y Bajas correspondientes al periodo comprendido en el 01/01/2001 y el 31/12/2015 según el formato solicitado por ENARGAS. Sin remitir información por subzona tarifaria, tal como había sido solicitado por la Licenciataria al ENARGAS el 24 de mayo de 2016. El argumento estaba relacionado con el hecho que la Licenciataria *“presta el servicio de transporte en 9 (nueve) subzonas tarifarias, lo que muestra lo que este tema implica desde el punto de vista de instrumentación”*. Además, TGS considera que *“el criterio de utilización de subzonas tarifarias se contraponen con el diseño inicial de las tarifas donde se utilizó un criterio lineal (por km recorrido y volumen entregado), por lo que un cambio, podría derivar en inconvenientes en aquellas subzonas, donde sea necesario efectuar gran cantidad de inversiones y tengan bajos ingresos”*. Asimismo, en la presentación de la información se *“ha omitido considerar el Capital de Trabajo y otros rubros de Activos Fijos, como ser materiales y obras en curso (incluyendo anticipo a proveedores)”* y se han enviado en un Anexo aparte, solicitando que el ENARGAS lo considere *“al momento de determinar el valor de la Base Tarifaria”*. Posteriormente, con fecha 27 de julio de 2016 y TGS remite información correspondiente al periodo 01/01/2016 y 31/03/2016. El 27 de septiembre de 2016, remite la información correspondiente al periodo 01/04/2016 y 30/06/2016. El 13 de octubre de 2016, remite información correspondiente con el periodo 01/07/2016 y 30/09/2016. Asimismo, posteriormente, también se incorporará, el 3 de noviembre de 2016, la información relacionada con el Capital de Trabajo actualizado al 30-09-2016.

El 03 de junio de 2016 TGS, con presencia de funcionarios del ENARGAS, realizó la apertura de las propuestas presentadas en el marco del Concurso para realización de LA AUDITORIA. Las ofertas realizadas fueron las siguientes

1. BECHER Y ASOCIADOS SRL (BDO) – Monto oferta: \$ 3.310.000 + IVA
2. ESTUDIO VILLARES Y ASOCIADOS S.R.L – Monto oferta: \$ 1.972.800 + IVA
3. MERCADOS ENERGETICOS CONSULTORES – ESTUDIO BÉRTORA Y ASOCIADOS S.R.L. – Monto oferta: \$ 1.970.000 + IVA
4. ORGANIZACIÓN LEVIN DE ARGENTINA S.A – Monto oferta: \$ 2.771.600 + IVA

5. PLANEAMIENTO SISTEMAS E INFRAESTRUCTURA S.A. – Monto oferta: \$ 2.900.000 + IVA

Ese mismo día, TGS remite a ENARGAS copias de las Ofertas del Concurso N° 1719/16-CA, “*Servicio de auditoría técnica y económica de los bienes necesarios para la prestación del servicio público de distribución de gas*”. Las cuales son Adjuntadas al Anexo del expediente bajo análisis (ENARGAS N° 29.244)

El 6 de julio de 2016, ENARGAS mediante el Informe Intergerencial GDyE/GT N° 212/16, efectuó el análisis de las Ofertas presentadas en el marco del Concurso mencionado, siguiendo los criterios previstos en las Pautas de Selección y Adjudicación del Pliego, y teniendo en cuenta la restricción de que ningún oferente podía resultar adjudicatario en más de dos concursos, dada la simultaneidad en la realización de los mismos por parte de todas las Distribuidoras y Transportistas. En dicho Informe, se considera que es conveniente la realización de la contratación del ESTUDIO VILLARES Y ASOCIADOS S.R.L. y con una oferta económica de PESOS UN MILLÓN NOVECIENTOS SESENTA Y DOS MIL OCHOCIENTOS (\$ 1.972.800) más IVA.

El 7 de julio de 2016, con fundamento en dicho informe y el Informe GAL N°1152/16 de la Gerencia de Asuntos Legales que “*no existen reparos legales para que se emita el acto administrativo (...), instruyendo a la Licenciataria para que proceda a la contratación y comunicando los resultados del concurso a los restantes oferentes*”.

El mismo día, el ENARGAS dictó la Resolución I/3883, en la que instruye a TGS a suscribir la documentación pertinente para la contratación de ESTUDIO VILLARES Y ASOCIADOS S.R.L. (en adelante, LA CONSULTORA) para la realización de LA AUDITORIA.

El 12 de septiembre de 2016, TGS remite el primer informe que fuera elaborado por LA CONSULTORA, donde se desarrolla el análisis de los siguientes temas:

“CAPÍTULO I: Verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la Base de Capital.

CAPÍTULO II: Revisión de la registración contable de los Bienes que componen la Base de Capital y verificación de la documentación de respaldo respectiva.

CAPÍTULO III: Determinación de la estructura de costos de los distintos grupos de activos que componen la Base de Capital e Identificación de los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos”.

En dicho informe LA CONSULTORA realiza una propuesta de índices “*a ser seleccionados para determinar la evolución de los distintos grupos de activos (rubros) que componen la Base de Capital de la Licenciataria*”. LA CONSULTORA distinguió bienes de origen “nacional” e “importado” y seleccionó “*un conjunto de índices de actualización relevantes para cada componente del rubro (...) cuando no fue posible ubicar un índice nacional para expresar la mejor evolución del componente, se identificó un índice internacional apropiado de carácter relevante, emitido por Organismos Oficiales*”. Entre los cuales se puede mencionar índices elaborados por el INDEC y también por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América ajustados a moneda local aplicando el tipo de cambio oficial del dólar estadounidense.

El día 19 de Septiembre de 2019, el ENARGAS remite sendas notas a los ex MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION y ex MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACION (NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 y 8828 respectivamente), en el marco de lo dispuesto en la Cláusula 12 de las ACTAS ACUERDO en cuanto a que *“Todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en la moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes”*, en las que solicita instrucciones acerca de la interpretación que debía efectuarse sobre el concepto de “índices oficiales” (si debía entenderse como aquellos elaborados por el INDEC u otros Organismos Oficiales de Argentina o podían considerarse índices elaborados por organismos oficiales de otros países).

En tal sentido, aclara el ENARGAS que dicho requerimiento se efectúa atento a que, de acuerdo a lo establecido en el apartado 4.4 de la Metodología para la Determinación de la Base de Capital en cuanto a que el Consultor *“propondrá los índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía asociados a dicha estructura de costos”* y la tarea h) del punto 3.2.2. de la Parte III del Pliego, algunas Consultoras, en sus informes de avance, para la actualización de determinados rubros habían propuesto utilizar índices de precios elaborados por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América ajustados a moneda local aplicando el tipo de cambio oficial del dólar estadounidense.

Se incorporan al Expediente con fecha 18 de octubre de 2018, dos análisis realizados a pedido de TGS por parte de ORGANIZACIÓN LEVIN y a RG Consultores con relación a la determinación de la Valuación Técnica de los Activos Esenciales y a los distintos índices de actualización de la base tarifaria respectivamente.

A continuación se incorporó al Expediente bajo análisis la NOTA ENRG/GDyE/GAL/I N° 9906 del 26/10/16 en la que el ENARGAS se dirigió al entonces SUBSECRETARIO DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION, quien el Ente Regulador entendió que se encontraba analizando la NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 del 16/9/2016 cursada a dicho Ministerio, solicitando una respuesta a la misma a la mayor brevedad que le fuera posible *“en virtud de los exiguos plazos que restan para la finalización del proceso de Revisión Tarifaria Integral”* y a fin de que las Consultoras pudiesen determinar el valor actualizado de la Base de Capital de las Licenciatarias.

El día 11 de noviembre de 2016 el Ministro del ex - MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION (mediante NO-2016-03240081-APN-MEM) respondió la consulta efectuada por el ENARGAS en la citada nota. Al respecto señaló que *“Sobre la base de las facultades propias del ENARGAS, atribuidas por la Ley N° 24.076, las referidas Actas Acuerdo disponen que dicho Organismo establecerá los criterios para la determinación de la Base de Capital. En ese marco, las actas mencionadas prevén en su Cláusula 12da., entre otras aspectos, que las valuaciones de bienes se efectuarán en moneda nacional y considerarán la evolución de índices oficiales o coeficientes locales representativos de la variación de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes, debiendo entenderse sobre ese particular que la referencia a índices oficiales incluye aquellos emitidos o adoptados por organismos o entidades públicas de la República Argentina que sean considerados por el ENARGAS como idóneos para estimar las variaciones de los costos de los bienes y servicios atinentes a las actividades de transporte y distribución de gas por redes”*.

En tal sentido el Ministro citó como antecedente el Decreto 55 del 7 de enero de 2016 en el que el PODER EJECUTIVO NACIONAL declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema de Estadístico Nacional (SEN) y al INDEC, listando asimismo las resoluciones y actos administrativos mediante los cuales diversos organismos oficiales utilizaron indicadores oficiales alternativos para medir variaciones de costos de sus áreas de competencia.

Finalmente señaló que *“en la valuación de los bienes que realice el ENARGAS, deberán tenerse en cuenta los objetivos y condiciones establecidos a ese efecto en la mencionada Cláusula 12da. de las respectivas Actas Acuerdo”*.

El 15 de noviembre de 2016 el ENARGAS remitió copia de la mencionada nota ministerial a TGS.

Posteriormente, con fecha 22 de noviembre de 2016, TGS remitió al ENARGAS el segundo informe realizado por LA CONSULTORA, que incluye la revisión de la registración contable de los bienes que componen la base de capital, la verificación de la documentación de respaldo y la determinación de la Base de Capital ajustada.

Con fecha 25 de noviembre de 2016, TGS remitió el Informe Final de LA AUDITORIA realizado por LA CONSULTORA, incluyendo Capítulo I *“Verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de capital”*; Capítulo II *“la revisión de la registración contable de los bienes que componen la base de capital y la verificación de la documentación de respaldo”*; Capítulo III *“la determinación de la base de capital (valor de reposición, valor de reposición depreciado y valor contable ajustado)”*.

En relación al capítulo I, LA CONSULTORA señala que *“en base a las tareas realizadas, el Valor de Reposición Depreciado al 31/12/2015 asciende a 6.946 MMusd. El Valor de la Base de Capital a esa fecha medida en valores actualizados, asciende a 26.172 MM\$, equivalente a 2.007 MMusd (Tipo de cambio 13,04). En términos de comparación la valuación técnica representa 2,96 veces la Base de Capital, según surge del siguiente cuadro”*:

Activo	Valor de reposición (en MMusd)	Valor de reposición depreciado (en MMusd)	Valor contable (en MMusd)	Relación VR contable /VR depreciado
Gasoducto	9.077	4.811	1.569	3,07
Plantas compresoras	2.114	540	336	1,61
Resto de activos	1.234	595	102	5,83
Total	12.425	5.956	2.007	2,96

Cabe indicar con respecto a la determinación del valor de reposición técnico de la infraestructura de la Licenciataria, que se observa que LA CONSULTORA utilizó un *“método de estimación conceptual basado en el conocimiento de precios de equipos y materiales principales y precios de obra similares, a los cuales aplicó coeficientes y criterios de estimación adecuados”*, aplicando luego un método probabilístico para validar dichos valores.

La CONSULTORA indica que si se compara el valor de reposición depreciado con “la *valuación contable la Base Tarifaria (2.007 MMUSD), la evaluación técnica representa 2,96 veces la Base Tarifaria*”.

Por otro lado, LA CONSULTORA en relación con el Capítulo III “Determinación de la Base de Capital”, realizó un cálculo actualizando los valores a septiembre de 2016 y amortizándolos a diciembre 2016. Asimismo, realizó un análisis donde calcula la Base de Capital con los índices propuestos por ellos mismos, que arrojaba un valor “26.172 MM\$, *equivalente a 2.007 MMUSD (Tipo de cambio 13,04)*” y otro donde se utiliza los índices propuesto por el ENARGAS con fecha 15 de noviembre de 2016. En este sentido, la propuesta realizada por LA CONSULTORA construyó el siguiente índice:

“COMPONENTE MANO DE OBRA

Para su la actualización se ha mantenido el Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción (ISBIC-Personal Calificado) publicado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación para actualizar el componente de la Mano de Obra (...).

RESTO DE LOS COMPONENTES

Se ha decidido unificar el resto de los componentes. Para este otro grupo se tuvo en consideración lo siguiente:

El INDEC, a través de su página web (...) efectúa una advertencia sobre el uso de series estadísticas, a saber: ‘Se advierte que las series estadísticas publicadas con posterioridad a enero de 2007 y hasta diciembre 2015 deben ser consideradas con reservas, excepto las que ya hayan sido revisadas en 2016 y su difusión lo consigne expresamente. (...).

La nota N° 2016-03240081-APN-MEN, del Ministerio de Energía y Minería, dirigida al Sr. Interventor del ENARGAS menciona el funcionamiento irregular del INDEC a partir del año 2006.

A partir de estas expresiones decidimos construir una serie que incluya el IPIM publicado por el INDEC para los periodos no cuestionados, e identificar algún otro índice de carácter local para el periodo 2006 a 2015.

(...)

Por todo lo mencionado se ha utilizado como índice de actualización para el periodo 1992 hasta 2005 el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), que integra el Sistema de Índices de Precios Mayoristas (SIPIM).

Para el periodo que abarca los años 2006 a 2015 se ha utilizado el Índice de Costo de la Construcción, Materiales – Gran Mendoza (base 1988=100), es un sub componente del el Índice de Costo de la Construcción – Gran Mendoza (base 1988=100).

Para el periodo enero a septiembre de 2016 se utilizaron los coeficientes publicados por el INDEC para expresar la variación mensual de los Precios Internos al por Mayor

(...)

Como conclusión podemos destacar lo siguiente:

	31/12/2015 Con índices del Primer Informe de avances (miles de Pesos)	31/12/2015 Con índices definitivos (miles de Pesos)	30/09/2016 Con índices definitivos (miles de Pesos)
SUBTOTAL VR BASE DE CAPITAL ACTUALIZADA	29.517.496	26.147.387	31.618.772
<i>Plantas Plaza Huincul y P del Águila – VR actualizado</i>	84.709	24.753	22.274
TOTAL VR BASE DE CAPITAL ACTUALIZADA	29.602.295	26.172.140	31.641.046
<i>Materiales</i>	289.956	298.956	393.066
<i>Capital de trabajo</i>	6.323	6.323	211.965
<i>Obras en Curso</i>	341.353	341.353	449.025
TOTAL BASE DE CAPITAL+OTROS CONCEPTOS	30.248.837	26.818.772	32.695.102

Por lo tanto, la valuación contable presentada por LA CONSULTORA en el informe final asciende a \$ 31.618 millones de MM actualizando los valores a septiembre de 2016 y amortizándolos a diciembre 2016. Y tal como mencionábamos anteriormente el resultado del total de la valuación de los activos regulados de TGS, arrojó una media de USD 5.923 MM.

Por su parte el 27 de marzo de 2017 el ENARGAS se dirige al ex - MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION mediante NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2477, complementada por la NOTA ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2516 del 29 de marzo de ese año, en la que solicitó conformidad para la utilización de un único índice compuesto para la actualización de la Base Tarifaria de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, y que fue propuesto por Villares y Asociados, Consultora contratada por las transportistas. Dicho índice se compuso de la siguiente manera (de acuerdo al texto de la nota complementaria): “una participación del 44% del ISBIC (Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social)” y “un 56% de un índice compuesto por el ICC Materiales (índice del Costo de la Construcción – Materiales, elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza) y el IPIM (Índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos)”.

Respecto de la determinación de un único indicador para la actualización de la Base de Capital de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, el ENARGAS aludió a la Cláusula Décimo Novena incluida en las Actas Acuerdo de CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A., CAMUZZI GAS DEL SUR S.A., LITORAL GAS S.A. y GASNOR S.A., de Trato Equitativo, que previó que “El OTORGANTE se compromete a disponer para el LICENCIATARIO un trato razonablemente similar y equitativo, en igualdad de condiciones, al que se otorgue a otras empresas del servicio público de transporte y distribución de gas natural, en tanto ello sea

pertinente a juicio del OTORGANTE, en el marco del proceso de renegociación de los contratos”.

Aclara el Ente Regulador que en sus informes finales de las Consultoras *“aplicaron índices de precios para ajustar la Base Tarifaria de las Licenciatarias que, en la totalidad de los casos, arrojan coeficientes de ajuste que oscilan entre treinta y tres veces y treinta y nueve veces cuando se computan para el período comprendido entre el 31 de diciembre de 1992 y el 31 de diciembre de 2016”*, resultando en valores de Bases Tarifarias que en todos los casos son inferiores a los valores técnicos de reposición por ellas calculados.

El MINISTERIO responde el 30 de marzo de 2017 mediante Nota NO-2017-04871382-APN-MEM en la que indicó que había dado intervención en el tema a la SUBSECRETARIA DE COORDINACIÓN DE POLITICA TARIFARIA y, compartiendo lo manifestado por dicha Subsecretaria, consideró que *“el índice de precios combinado seleccionado por el ENARGAS en el marco de sus facultades se adecúa a las previsiones contenidas en las Actas Acuerdo antes referidas, relativas al ajuste de la Base Tarifaria de las Licenciatarias; como así también que resulta procedente su aplicación de manera uniforme a la totalidad de las Licenciatarias. Ello por cuanto resulta razonable y necesario contar con criterios uniformes para efectuar la valuación de los bienes necesarios para la prestación de los servicios públicos a su cargo”*.

Finalmente, el 30 de marzo de 2017 el ENARGAS elaboró el Informe INTERGERENCIAL GDyE/GT N° 75/17 en el que detalla los antecedentes y lo actuado hasta el momento, analiza el estudio realizado por LA CONSULTORA para la valuación contable y técnica y aprobó el valor de la Base Tarifaria de TGS. Tal como se mencionó anteriormente, el informe resume que la valuación contable realizada por LA CONSULTORA fue de \$31.616 MM al 31 de diciembre de 2016 y que la valuación técnica arroja una valuación media de USD 5.923 MM o \$94.122 MM si se considera el tipo de cambio vigente al 31 diciembre de 2016.

No obstante, el ENARGAS menciona que efectuó las siguientes correcciones:

- *Extensión del periodo de análisis para determinar el valor de la Base de Capital incluyendo las inversiones obligatorias correspondientes al año 2016 que aún no se encontraban activadas al momento del relevamiento realizado por la Consultora. A los efectos de su consideración en la Base de Capital, dichas inversiones han sido incorporadas en función de los presupuestos oportunamente aprobados, razón por la cual deberán ser objeto de análisis y eventual ajuste en oportunidad de la determinación de la Base de Capital a considerar en el próximo Quinquenio.*
- *Cambios referidos al cómputo de las amortizaciones para corregir diferencias de cálculo con respecto de las vidas útiles máximas previstas por el ENARGAS para las distintas clases de activos, según lo consignado en las Resoluciones ENARGAS Nos 1600/2000 y 1903/2000.*
- *Modificación de los coeficientes de actualización utilizando el Índice combinado que fuera convalidado por el Ministerio de Energía y Minería mediante Nota NO-2017-04871382-APN-MEM y que se incluyen como Anexo I del presente Informe.*

Los resultados de Informe realizado por ENARGAS incluyendo las referidas modificaciones, determinan una Base de Capital al 31 de diciembre de 2016, *“expresada a valores de diciembre de 2016, cuyo monto total asciende a \$ 31.874 MM”*. Siendo que *“el valor obtenido resulta inferior*

que la valuación técnica de los bienes determinada por la Consultora, cuyo monto total asciende \$94.122 MM.”

37.4. ANÁLISIS Y CONSIDERACIONES

A partir de los antecedentes expuestos, corresponde en esta instancia analizar si, en el marco de LA AUDITORIA, el procedimiento de valuación de la Base Tarifaria llevado a cabo por LA CONSULTORA se ajustó al alcance de los servicios detallado en el apartado 3 de la Parte 3 del Pliego de Bases y Condiciones para la contratación de LA AUDITORIA, tal lo requerido por el ENARGAS en los Términos de Referencia de la presente Auditoría.

Con relación a las tareas llevadas a cabo por LA CONSULTORA a efectos de dar cumplimiento a lo estipulado por el ENARGAS en el punto 3 de la Parte III del Pliego de Bases y Condiciones, corresponde señalar, en primer lugar, que ha dado cumplimiento a los plazos y requerimientos realizados por el Ente regulador. A tales efectos, tal como se ha mencionado previamente, TGS remitió, con fecha 25 de noviembre de 2016, el Informe Final de LA AUDITORIA realizado por LA CONSULTORA, incluyendo Capítulo I *“Verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de capital”*; Capítulo II *“la revisión de la registración contable de los bienes que componen la base de capital y la verificación de la documentación de respaldo”*; Capítulo III *“la determinación de la base de capital (valor de reposición, valor de reposición depreciado y valor contable ajustado)”*.

En lo que respecta a la valuación de la Base Tarifaria a valor histórico, se advierte que LA CONSULTORA procedió en términos generales de acuerdo a las normas contables y regulatorias indicadas en el Pliego, no obstante lo cual el ENARGAS procedió a realizar las correcciones mencionadas en la sección previa, resumidas en tres puntos fundamentales: 1) Extensión del período de análisis; 2) Cambios referidos al cómputo de las amortizaciones para corregir diferencias de cálculo con respecto de las vidas útiles máximas previstas por el ENARGAS para las distintas clases de activos. 3) Modificación de los coeficientes de actualización utilizando el Índice combinado que fuera convalidado por el Ministerio de Energía y Minería mediante Nota NO-2017-04871382-APN-MEM.

Se concluye, en consecuencia, que el ENARGAS actuó siguiendo las pautas establecidas en el Acuerdo Transitorio suscripto con la licenciataria TGS y en la Resolución MINEM N° 31/16, que instruyó al ENARGAS a llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral.

En primer lugar cabe señalar que, tal como se detalló en los antecedentes del presente capítulo, a raíz de las propuestas formuladas por las consultoras respecto de los índices a considerar para la actualización de la Base Tarifaria en el marco de los requerimientos establecidos en el punto 4.4 de la Metodología para la Determinación de la Base de Capital, particularmente por la idea de considerar a tales efectos ciertos índices de organismos oficiales de otros países, el ENARGAS consultó formalmente a los entonces MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION y MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACION (NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 8827 y 8828 respectivamente, ambas de septiembre de 2016), la interpretación que debía realizarse de lo indicado en el párrafo cuarto de la cláusula 12.7 del AA respecto del término *“índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía”*.

Como se mencionó también en los antecedentes, el 11 de noviembre de 2016 se pronunció al respecto el MINISTERIO señalando que *“la referencia a índices oficiales incluye aquellos*

emitidos o adoptados por organismos o entidades públicas de la República Argentina que sean considerados por el ENARGAS como idóneos para estimar las variaciones de los costos de los bienes y servicios atinentes a las actividades de transporte y distribución de gas por redes”.

Asimismo, con relación a los índices oficiales, el Ministro aludió al Decreto 55 del 7 de enero de 2016 en el que el PODER EJECUTIVO NACIONAL declaró en estado de emergencia administrativa al Sistema de Estadístico Nacional (SEN) y al INDEC, y detalló ciertas resoluciones y actos administrativos mediante los cuales diversos organismos oficiales utilizaron indicadores oficiales alternativos para medir variaciones de costos de sus áreas de competencia, sugiriendo cierta complejidad para la determinación de índices adecuados atento a la citada emergencia administrativa del Sistema Estadístico.

En consecuencia, el ENARGAS analiza las propuestas de las Consultoras y determina “un único criterio de cálculo aplicable para todas las Licenciatarias”, seleccionando los índices de precios propuestos por Villares & Asociados, entendiendo que cumplía con las normas regulatorias a la vez que “permite incentivar la inversión en infraestructura necesaria para atender los requerimientos de nuevos usuarios y las necesarias en confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural”.

El criterio adoptado por el ENARGAS, previa conformidad del MEM, para la actualización de la Base Tarifaria de las licenciatarias, desde enero de 1993 hasta diciembre de 2016 inclusive, surge de una composición de índices formada por:

- 1) Un 44% del Índice de Salarios Básicos de la Industria y la Construcción elaborado por el Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación (ISBIC).
- 2) Un 56% de un índice combinado, constituido por el Índice de Precios Internos al Por Mayor elaborado por el INDEC (IPIM) y el Índice de Costos de la Construcción, Materiales elaborado por la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza (ICC-M Mza). Este índice combinado fue elaborado tomando como base el IPIM en enero de 1993 y sus variaciones hasta enero de 2007; luego se contemplaron las variaciones del ICC-M Mza desde febrero de 2007 hasta diciembre de 2015. Por último, de enero de 2016 hasta diciembre del mismo año, se aplicaron las variaciones del IPIM.

De lo expuesto precedentemente se desprenden las siguientes consideraciones. Por un lado, con el fin de analizar los fundamentos que gobernaron la decisión del ENARGAS respecto a la selección de los indicadores de actualización de la Base Tarifaria, cabe señalar que se ha observado tanto en la Nota ENRG N° 2477/17 dirigida al MEM como en el informe final, que los argumentos fueron la necesidad de definir un único criterio aplicable a todas las licenciatarias, el menor monto del resultado de la actualización en comparación con los valores técnicos estimados por las consultoras y la afirmación de que “permiten incentivar la inversión en infraestructura necesaria para atender los requerimientos de nuevos usuarios y las necesarias mejoras en confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural”.

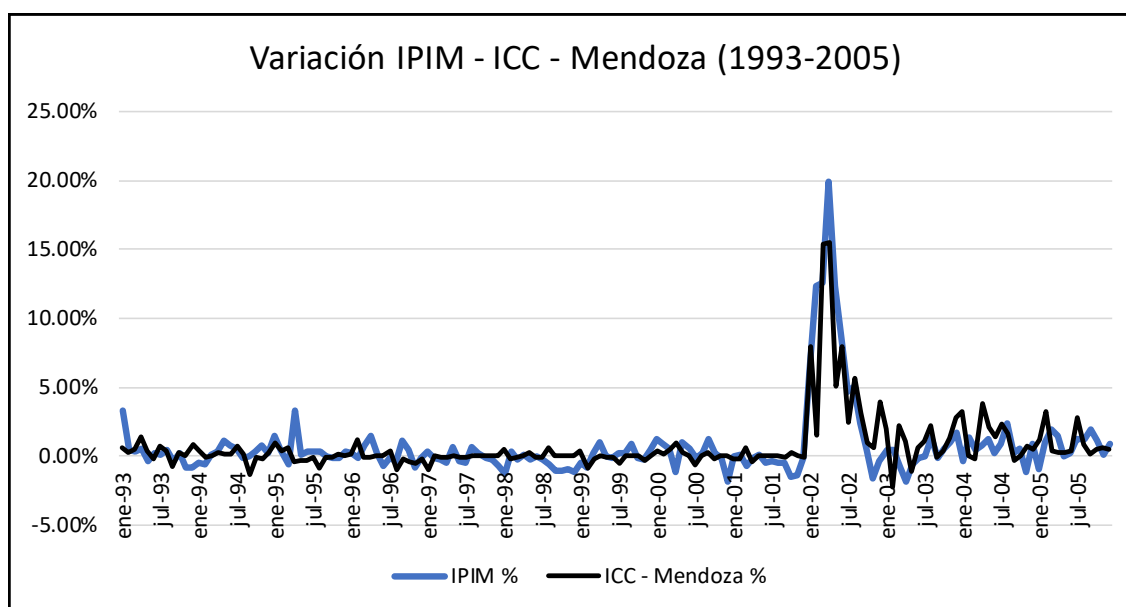
Tal como se observará, la existencia de diferentes estructuras de costos para cada licenciataria implica que la elección de un único índice de actualización compuesto por las ponderaciones previamente expuestas no permite representar la realidad de todas las licenciatarias.

Por otro lado, las series de precios elegidas para construir el nuevo índice de actualización merecen un análisis particular. En cuanto a los argumentos usados por la consultora Villares y Asociados en su informe final para la selección de los mismos, la misma sostiene que se analizaron índices provinciales (Materiales, Costo de la construcción – Gran Mendoza; Materiales, Costo de la construcción - Córdoba) y el índice de la Cámara Argentina de la Construcción – Materiales. La utilización de este último fue rechazada por la propia consultora por no pertenecer a un organismo oficial. En tanto que entre los índices provinciales fue elegido el correspondiente a la provincia de Mendoza. La CONSULTORA sostiene que ambos índices tienen un comportamiento similar, que difiere sustancialmente del comportamiento del IPIM a partir de 2006.

En tal sentido, se llevó a cabo un análisis del comportamiento del ICC-Materiales de Mendoza y del IPIM en todo el horizonte temporal en cuestión (1993 a 2005) y se observó que el comportamiento de ambos índices fue diferente a lo largo de todo el horizonte temporal. Por consiguiente, el argumento por el que LA CONSULTORA optó por el ICC-Materiales de Mendoza para el período 2005-2015 no resulta concluyente.

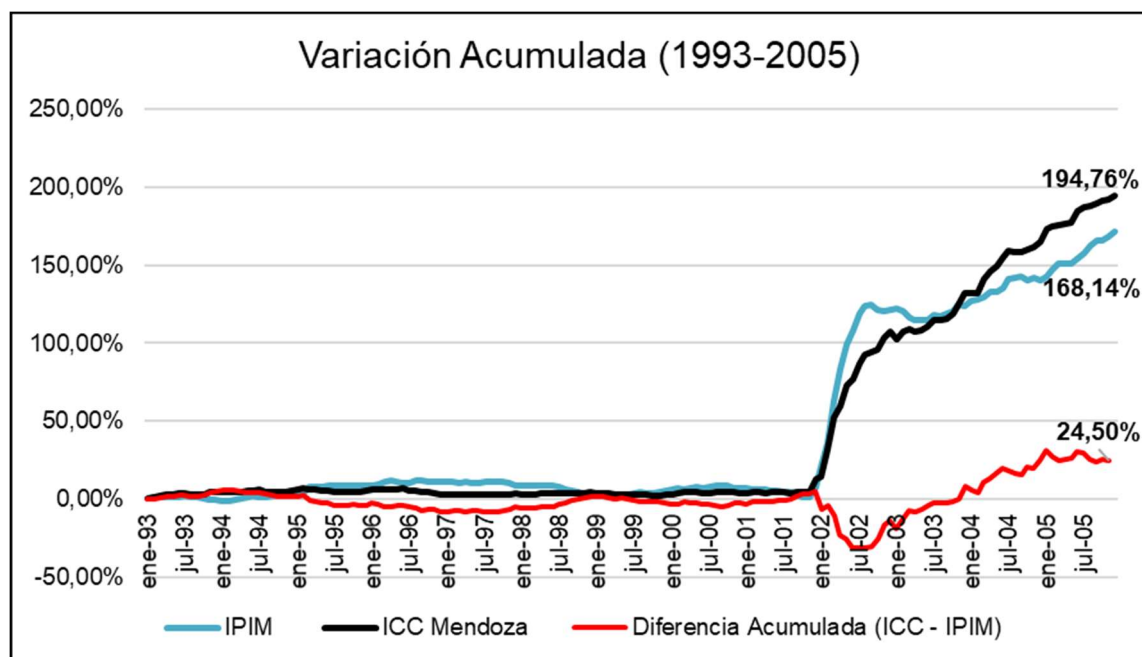
A continuación, se exhiben gráficos con la evolución de ambos índices entre 1993 y 2005, que evidencian lo señalado precedentemente:

Figura 1



La Figura 1 expone la evolución de ambos índices durante el período en el cual el IPIM no era sujeto a cuestionamientos estadísticos. A pesar de las oscilaciones entre ambos índices, se puede asumir que ambos tienen, en un análisis punta a punta durante la década de 1990 y hasta la ruptura de la convertibilidad, un comportamiento similar. Sin dudas, la volatilidad del ICC – Mendoza es menor durante este período, pero tal como expone la Figura 2, previo a la ruptura de la convertibilidad, en diciembre de 2001, ambos índices acumulaban el mismo incremento durante el período 1993-2001.

Figura 2



Sin embargo, el período 2002-2005 muestra importantes divergencias entre ambos índices, con el ICC – Mendoza estimando una variación de precios superior a la del IPIM. De hecho, en ese período de cuatro años el ICC – Mendoza aumentó 24,5 puntos porcentuales por encima del IPIM (194,7% vs 168,2%).

Resulta imposible estimar si tales divergencias hubieran tendido a ampliarse o reducirse en el período posterior al 2005 pero, *a priori*, un análisis para el período 1993-2005 no permite avalar las conclusiones de LA CONSULTORA, debido a que el comportamiento de ambos índices ha sido diferente, con una marcada sobreestimación de la variación del nivel de precios por parte del ICC – Mendoza respecto al IPIM. Asimismo, se debe destacar que no existe información estadística que permita suponer que el ICC – Mendoza no haya tendido a continuar sobreestimando la variación de los precios mayoristas en el período posterior a diciembre de 2005

Adicionalmente, resta analizar si la ponderación elegida por el ENARGAS se adecuaba a la estructura de costos de TGS. Como ya se mencionó, la ponderación de los índices seleccionada por el ENARGAS fue 44% ISBIC y 56% índice combinando IPIM e ICC-Materiales de Mendoza. Si se observa la estructura de costos de TGS, se puede apreciar, considerando los valores históricos de la Base de Capital presentados por la Consultora Villares y Asoc., la siguiente ponderación:

TRANSPORTADOR DE GAS DEL SUR S.A.

RUBROS DE LA BASE DE ACTIVOS	VALOR HISTÓRICO DE LA BAC SIN AJUSTE (EN M\$)	ESTRUCTURA DE COSTOS	
		SALARIOS (MANO DE OBRA)	ICC, MATERIALES, MAQUINAS Y EQUIPOS, OTROS
PLANTAS COMPRESORAS	687.740,00	42,37%	57,63%
OTRAS INSTALACIONES TÉCNICAS	20.673,00	75,32%	24,68%
GASODUCTOS	1.807.061,00	43,58%	56,42%
ESTACIONES DE MEDICION Y REGULACION	69.359,00	74,59%	25,41%
OTROS ACTIVOS	1.503.053,00	25,21%	74,79%
Promedio ponderado de todos los ítems		37,3%	62,7%
Prom. ponderado gasoductos y plantas compresoras		43,2%	56,8%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LOS INFORMES DE VILLARES Y ASOCIADOS

Se observa que la ponderación final del índice de actualización seleccionado, en general, refleja la relación de los componentes de los rubros del activo más relevantes dentro de la estructura de costos de la transportista (fundamentalmente en el caso de gasoductos y plantas compresoras), aunque no se mantiene tal situación, si se toma el promedio ponderado de todos los ítems. En este último caso, se observa un desvío.

Un análisis de las otras licenciatarias (el caso analizado de Camuzzi Gas Pampeana resulta relevante), muestra que el índice elegido no resulta adecuado para la actualización de todas las licenciatarias, cuyas estructuras de costo difieren marcadamente.

Cabe destacar que las variaciones acumuladas de ambos índices fueron radicalmente diferentes para el período bajo análisis, tal como se expresa en el siguiente cuadro:

	ISBIC	INDICE EMPALMADO	INDICE DE ACTUALIZACION	INDICE AJUSTADO (37% ISBIC - 63% EMPALMADO)
ene-93	100.0	100.0	100.0	100.0
sep-16	4337.0	2462.5	3287.3	3156.0
Variación Acum.	4237%	2362%	3187%	3056%

En consecuencia, diferencias menores entre las ponderaciones asumidas por el índice y la estructura de costos de la licenciataria, pueden derivar en errores de estimación relevantes. En el caso de TGS, por ejemplo, el índice pondera el peso del ISBIC en 44%, cuando la estructura de costos apenas supera el 37%. El desvío, se observa, es menor al experimentado por otras licenciatarias. De todas maneras, con un índice ISBIC casi duplicando al empalmado, la sobreestimación de la base de capital resulta relevante.

En efecto, el coeficiente de ajuste, con las nuevas ponderaciones, asciende a 31,56, en lugar de 32,87.

37.5. ANEXO I – DETALLE DE LAS ACTUACIONES DEL EXPEDIENTE

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
1	ENARGAS	Nota a TGS dando inicio a la RTI	13 de abril 2016
2-363	TGS a ENARGAS	Remite a ENARGAS el listado de consultores o grupo de consultores que pueden participar de la “auditoría técnica y económica de los bienes necesarios para la prestación del servicio público”	20 de abril 2016
414-465	ENARGAS a TGS	NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3549/2016 NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 3559/2016 RTI- pedido inicial de información en relación con Base de Capital. Se remiten Instructivo.	3 de mayo 2016
466	TGS a ENARGAS	Incompatibilidades. TGS presenta nota solicitando al ENARGAS sobre posibles incompatibilidades en la selección de las Consultoras.	9 de mayo 2016
467	ENARGAS a TGS	ENARGAS responde a TGS en función de la consulta sobre la incompatibilidad y resuelve que no encuentran ninguna objeción	12 de mayo 2016
468	TGS a ENARGAS	Solicita prorroga al pedido de información del 3 de Mayo de 2016 por un plazo de diez días	23 de mayo 2016
469-472	ENARGAS a TGS	NOTA ENRG/GDyE/GD/GAL/I N° 4911 en la que efectúa una serie de aclaraciones en virtud de las inquietudes planteadas por distintas Consultoras	27 de mayo 2016
473	ENARGAS a TGS	Acepta prorroga solicita el 23 de mayo de 2016	27 de mayo 2016
474-475	TGS a ENARGAS	Consulta acerca de requerimiento de información por subzona tarifaria	24 de mayo 2016

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
476-479	Mail de TGS	TGS, con presencia de funcionarios del ENARGAS, realizó la apertura de las propuestas presentadas en el marco del Concurso	27 de mayo 2020
480-534	TGS a ENARGAS	Respuesta al pedido de información en relación con el valor de los bienes de TGS desde el momento que se hizo cargo de la operación del sistema Sur al 31-12-15.	6 de junio 2016
535-536	TGS a ENARGAS	TGS pre adjudica a Villares y Asociados. Y espera instrucciones.	1 julio de 2016
537-545	Informe INTERGERENCIAL ENARGAS a Interventor del ENARGAS	ENARGAS mediante el Informe INTERGERENCIAL GDyE/GT N° 212/16, efectuó el análisis de las Ofertas presentadas en el marco del Concurso mencionado	6 de julio 2016
546-550	Gerencia de asuntos legales a interventor	Mediante el Informe GAL N°1152/16, la Gerencia de Asuntos Legales se expide e instruye a la licenciataria para que proceda a la contratación	7 de julio 2016
551-555	Resolución ENARGAS I-3883	Se instruye a la Licenciataria a la contratación del Estudio Villares y Asociados para el análisis	7 de julio 2016
556-561	ENARGAS a TGS	Se remite de a TGS la Resolución ENARGAS I-3883	11 de julio de 2016
562-572	TGS a ENARGAS	TGS remite información correspondiente al periodo 01/01/2016 y 31/03/2016.	27 de julio 2016
573-672	TGS a ENARGAS	TGS remite el primer informe realizado por LA CONSULTORA	12 de septiembre 2016
673-674	ENARGAS al MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION	Informe Ajuste Base Tarifaria – solicita instrucciones acerca de cómo ENARGAS debe interpretar el concepto de “índices oficiales”.	19 de septiembre 2016
675-676	ENARGAS al MINISTERIO DE HACIENDA Y FINANZAS PÚBLICAS DE LA NACIO	Informe Ajuste Base Tarifaria – solicita instrucciones acerca de cómo ENARGAS debe interpretar el concepto de “índices oficiales”.	19 de septiembre 2016

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
677-692	TGS a ENARGAS	Remiten información relacionada con el periodo 01/04/2016 y 30/06/2016	27 de septiembre 2016
693-705	TGS a ENARGAS	Remiten información relacionada con el periodo 01/07/2016 y 30/09/2016	13 de octubre 2016
706-730	TGS a ENARGAS	Envían un informe elaborado por la Organización Levin, realizado por pedido de TGS, sin perjuicio del informe que Villares va a presentar. En relación a la determinación de la valuación técnica de los activos esenciales.	18 de octubre 2016
731-739	TGS a ENARGAS	TGS presenta un informe realizado por RG Consultores a pedido de ellos, en relación a los distintos índices de actualización de la base tarifaria.	18 de octubre 2016
740	ENARGAS al SUBSECRETARIO DE COORDINACIÓN DE POLÍTICA TARIFARIA DEL MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION	Solicitando una respuesta a la misma a la mayor brevedad que le fuera posible "en virtud de los exiguos plazos que restan para la finalización del proceso de Revisión Tarifaria Integral"	26 de octubre de 2016
741-744	TGS a ENARGAS	Adjunta informe sobre Capital de Trabajo actualizado al 30-09-16, para determinar el valor de la Base Tarifaria. Explica motivos del incremento del capital: mayores disponibilidades, incremento en los créditos por venta	3 de noviembre de 2016
745-746	Ministro del MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION a ENARGAS	Actas acuerdo – índices. Ver clausula 12da de las actas. Resolución: Deben ser índices emitidos o adoptados por organismos o entidades públicas de la republica argentina.	11 noviembre 2016
747-749	ENARGAS a TGS	ENARGAS remitió copia de la mencionada nota ministerial a TGS	15 de noviembre de 2016

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
750-1060	TGS a ENARGAS	Segundo informe de la Consultora Villares, que incluye la revisión de la registración contable de los bienes que componen la base de capital, la verificación de la documentación de respaldo y la determinación de la Base de Capital ajustada	22 de noviembre de 2016
1061-2844	TGS a ENARGAS	Remiten informe final de Villares que incluye 1) Verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de capital 2) la revisión de la registración contable de los bienes que componen la base de capital y la verificación de la documentación de respaldo 3) la determinación de la base de capital (valor de reposición, valor de reposición depreciado y valor contable ajustado)	2017
2845-2850	ENARGAS a MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION	ENARGAS solicitó conformidad para la utilización de un único índice compuesto para la actualización de la Base Tarifaria de todas las Licenciatarias de transporte y distribución de gas por redes, y que fue propuesto por Villares y Asociados, Consultora contratada por las transportistas	27 marzo de 2017
2851	ENARGAS a MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION	Se corrige informe enviado: Combina participación del 44% del ISBIC y 56% del Índice compuesto por ICC materiales y el IPIM.	29 de marzo 2017
2852-2854	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA DE LA NACION a ENARGAS	Considera que el índice de precios combinado seleccionado por ENARGAS se adecua a las previsiones contenidas en las Actas Acuerdo.	30 de marzo de 2017

Foja del Expediente	Elaboración del informe por parte de	Descripción	Fecha
2855-2880	Informe INTERGERENCIAL ENARGAS a Interventor del ENARGAS	ENARGAS elaboró el Informe INTERGERENCIAL GDyE/GT N° 75/17 en el que detalla los antecedentes y lo actuado hasta el momento, analiza el estudio realizado por LA CONSULTORA para la valuación contable y técnica y aprobó el valor de la Base Tarifaria de TGS	30 de marzo de 2017

I. BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO

38. ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE CAMUZZI GAS PAMPEANA SA

38.1. ANTECEDENTES

Tal como se ha establecido en el análisis de la base tarifaria como activo económico y financiero, según lo establecido en las actas acuerdo, las empresas auditoras contratadas por las licenciatarias para la *“Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público”*, debían realizar una serie de tareas para verificar la *“razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio, y la comparación con valores de reposición de dichos bienes.”*

Para obtener este resultado era necesario, según se expresaba en las actas acuerdo y en los términos de referencia para la contratación de las firmas auditoras, determinar o verificar, además:

- La existencia de los bienes declarados en el inventario físico al 31-12-2015 mediante técnicas y registros apropiados.
- La identificación de los activos destinados a la prestación del servicio regulado y los afectados a otras actividades.
- La verificación de las condiciones técnicas de los gasoductos; ramales, redes, compresoras, estaciones de regulación, puentes de medición y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia.
- La verificación de la razonabilidad del valor de los bienes.
- La verificación de la calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio de distribución de gas natural por redes.
- La valuación técnica al 31-12-2015 de los bienes de uso necesarios para la prestación del servicio aplicando criterios fundados que expresen en forma justa y razonable el estado actual de conservación de estos, a los efectos de su comparación con la información contable auditada por el Contratista y el consiguiente análisis de razonabilidad del valor asignado a la base de capital.

El proceso de selección de las firmas auditoras se describe en el apartado correspondiente al análisis de la base tarifaria como activo económico financiero, resultando elegida para el caso de Camuzzi Gas Pampeana S.A. (CGP) a la consultora Mercados Energéticos Consultores SA. – Bértora y Asociados SRL.

38.2. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN

El 26 de agosto de 2016, CGP solicita prórroga para la presentación del primer informe a cargo de la consultora alegando la dispersión geográfica de su sistema que impide relevar y recabar la información necesaria en tiempo y forma para la emisión del informe.

Con fecha 28 de Octubre de 2016 CGP presenta el primer informe de avance elaborado por la consultora, donde desarrolla en el capítulo “Valuación Técnica” la metodología a aplicar para su determinación, indicando que el enfoque para dicha valuación parte de considerar la premisa “empresa en marcha”, teniendo en cuenta que *“los bienes están afectados a la provisión de un servicio, bajo un determinado esquema o lay out operativo vigente, integrados a un proceso económico y capaces de generar ingresos no solo para absorber los costos operativos y utilidades normales de la actividad, sino también la propia depreciación de los bienes”*.

Seguidamente detalla la metodología para la verificación de la existencia de los bienes y la evaluación tanto de su estado patrimonial como operativo, mediante el análisis de información relativa a procedimientos establecidos para la operación y el mantenimiento y la revisión de registros de mantenimiento (protección catódica, fugas, etc.).

Indican además que este análisis se realizará tomando una muestra de cada tipo de instalación que componen la distribuidora (ramales de alta presión, estaciones de compresión, estaciones reguladoras de presión, redes de distribución de media y baja presión, laboratorios, maquinas, equipos y herramientas) describiendo los criterios para su selección.

Para la determinación del valor de reposición, la consultora indica que se aplicará algunos de los siguientes procedimientos:

- Consulta de valores actuales de reemplazo a nuevo a los proveedores, fabricantes o instaladores habituales
- Con información disponible referente a precios de reposición de bienes e instalaciones similares
- Valuación estimativa para cada unidad de cuenta (terrenos, edificios, gasoductos y ramales, conductos y redes de media y baja presión, estaciones de regulación y/o medición, otras instalaciones, máquinas, equipos y herramientas, sistemas informáticos y de telecomunicaciones, vehículos, muebles y útiles)

En cuanto a tareas realizadas la consultora detalla en este primer informe de avance la realización de reuniones, relevamiento de información, análisis de información recibida, selección de la muestra de bienes a analizar y la definición del plan de inspecciones de activos.

Con fecha 29 de noviembre de 2016, CGP remitió el Informe Final de la auditoria realizado por la consultora, donde describen nuevamente la metodología descrita anteriormente, detallada en su primer informe de avance, ampliando algunos conceptos referidos al tratamiento de activos cedidos por terceros.

Indica en su informe que se analizaron registros de los antecedentes de las actividades desarrolladas por los departamentos de ingeniería, mantenimiento, procesos, seguridad, salud ocupacional y medio ambiente, y que el resultado de esas observaciones los lleva a concluir que *“la empresa cuenta con una base de gestión de sus procesos que les permite administrar los mismos dentro de los márgenes promedios de las industrias de similar especialidad”*.

Respecto a las observaciones de campo detalla que *“todas las instalaciones inspeccionadas se encuentran en funcionamiento cubriendo el servicio previsto”* y que *“el estado de mantenimiento de las instalaciones de superficie es bueno, conservan registros en papel de las actividades de inspección y reparación”*

En el apartado 2.5 del informe describe el método para la determinación del valor técnico de reposición de los bienes a precios del 31-8-2016, resultando los siguientes valores, sin tener en cuenta las instalaciones cedidas por terceros:

Activo	Valor Técnico de Reposición al 31-08-2016	Valor Técnico Residual
Total	\$ 45.026.399.571	\$ 9.822.788.968

En el anexo 8 del informe final, la consultora agrega un detalle de los valores de reposición considerados para los activos principales tales como la Planta Compresora El Chourrón, la Planta Compresora Colonia Barón, las plantas de carga y descarga de GNP y las plantas de propano Ameghino y Villegas.

Respecto a gasoductos y ramales indica que “los costos fueron obtenidos de valores actuales de construcción de la licenciataria y contrastados con valores de referencia en función de la experiencia del consultor a partir de instalaciones similares en las regiones en cuestión” y agrega un análisis detallado de costos para un gasoducto de diámetro 3” y 5.200 m de longitud. Es necesario observar que el análisis de un gasoducto de escasa longitud y pequeño diámetro, como el realizado por la consultora, no es necesariamente representativo del conjunto de gasoductos y ramales operados por la distribuidora para los cuales se busca determinar su valor de reposición.

Esta situación puede observarse en la tabla siguiente, informada por la consultora en el apartado 5 del informe correspondiente a “Resultados de la inspección y evaluación del estado de conservación de los activos”:

CONDUCTOS TRANSMISION CAMUZZI PAMPEANA

LONGITUD TOTAL (km)	Øn (")	MAPO (bar)		ANTIGÜEDAD AÑOS	
	(")	min	max	min	max
50,74	24"	22	25	21	53
173,88	18"	45	60	16	19
290,46	16"	25	95	16	43
332,31	12"	17	60	1	53
610,59	10"	25	95	4	66
829,95	8"	15	95	1	55
944,63	6"	15	95	1	55
625,68	4"	38	95	15	49
469,79	3"	38	96	11	54
72,62	2"	60	95	6	31
4400,65					

Es necesario destacar también que este tipo de análisis (escasa longitud y diámetro) tienden a aumentar el valor de los costos unitarios expresados en u\$/pulg.m, por la influencia de los costos fijos asociados.

A continuación, se reproduce el análisis de costos realizado por la consultora (Exp. 17.427 - fs. 1305 a 1310).



Gasoducto en Acero						
Descripción	Cantidad	Unidad	Precio Unit.	Precio Total	Total Rubro	% del Total
						Caño con gastos e impuesto, y beneficios
accesorios de ramal	1.00	gl	151227.00	150,227.00		1.78
cañería general de acero	5,200.00		300.00	1,558,800.00		18.44
válvulas coleccion vólmec	1.00	Gl	21068.00	21,068.00		0.25
válvulas de purga	1.00	Gl	15000.00	15,000.00		0.18
20 cañerías de obra	20.00	unid	2000.00	40,000.00		0.47
materiales obra civil						-
lodillo macizo común	3,850.00	unid	2.60	10,010.00		0.12
camerita	90.00	unid	120.00	5,960.00		0.05
arena	7.00	m3	600.00	4,200.00		0.05
ploda	1.00	m3	900.00	900.00		0.01
horno Ø 10	12.00	unid x 12 m	150.00	1,800.00		0.02
materiales tapa de válvulas						-
chapa y partes empalo	2.00	Gl	5000.00	10,000.00		0.12
materiales a usar en prueba hidráulica						-
balanza de peso muerto y registrador		gl	8000.00	8,000.00		0.09
	2.00	Gl		0.00		-
		gl	5000.00	5,000.00		0.06
polipoc	4.00	UNID		4,000.00		0.05
metanol aire deshidratado	1.00	Gl		4,000.00		0.05
provisión de agua		gl	5000.00	5,000.00		0.06
				\$ 1,642,526.00		21.79
MANO DE OBRA instalación de ramal						
soldador de cañería	1	35	3500.00	122,500.00		1.45
cañista	1	35	1500.00	62,500.00		0.62
amolador	1	35	1200.00	42,000.00		0.50
revestidor	1	35	1200.00	42,000.00		0.50
maquinistas	2	35	900.00	63,000.00		0.74
ayudantes generales	2	35	700.00	49,000.00		0.58
chofer de camion	1	35	1000.00	35,000.00		0.41
zanjeros	2	35	700.00	49,000.00		0.58
MANO DE OBRA civil						
oficial civil	1	11	800.00	8,800.00		0.10
ayudante civil	1	11	500.00	5,500.00		0.07
herrero	1	5	1000.00	5,000.00		0.06
ayudante herrero	1	5	600.00	3,000.00		0.04
mano de obra de prueba de romel						-
instalación protección catódica		gl	12000.00	12,000.00		0.14
cañista	1	5	1500.00	7,500.00		0.09
ayudante general	2	5	600.00	6,000.00		0.07
chofer	1	3	700.00	2,100.00		0.02
				\$ 504,000.00		5.97
						724,400.00
EQUIPOS (amortización y RR)						
pick up	600	hs	350.00	210000.00		2.48
soldadora	400	hs	40.00	16000.00		0.19
amoladora	400	hs	35.00	14000.00		0.17
generador eléctrico	400	hs	250.00	100000.00		1.18
trailer porta equipos	400	hs	120.00	48000.00		0.57
camion porta cañería	220	hs	350.00	77000.00		0.91
trailer herramientas manuales	400	hs	100.00	40000.00		0.47
2 máquinas retro	600	hs	600.00	360000.00		4.26
				\$ 655,000.00		10.23

OTROS GASTOS DIR. E INDIR.						
Proyecto Constr. Y Planos Const. A Obra	0	GI	90000.00	90000.00		1.06
Represent. Técnica (Gastos)	1	GI	16000.00	16000.00		0.19
Representación Técnica y J.Obra (Honorarios)	0	mes	0.00	0.00		-
Salario de contratos (Gastos)	0	GI	60000.00	60000.00		0.71
Capataz de obra	0	mes	0.00	0.00		-
Jefe de obra	1	40	1300.00	52,000.00		0.61
Cargas Sociales civil	4	5	500.00	10000.00		0.12
Cargas Sociales ramal	9	35	500.00	167500.00		1.88
Vehículo de obra (liviano)	0	1	0.00	0.00		-
Vehículo de obra (semi pesado)	0	1	0.00	0.00		-
Vehículo para la inspección	0	1	0.00	0.00		-
Combustibles y lubric. Movilidad	20	35	17.80	12,460.00		0.15
Combustibles y lubric. Equipos 110 lts/día	60	35	17.80	37,380.00		0.44
Movilidad Jefe de obra (gastos)	0	3	17.80	0.00		-
Fletes	3	mes	7000.00	21000.00		0.25
Alquiler vivienda (2)	1	2	7000.00	14000.00		0.17
consumibles	0	GI	20000.00	20000.00		0.24
Seguridad e Higiene	0	2	6000.00	12000.00		0.14
Segurización y Seguridad de obra	1	GI	8000.00	8000.00		0.09
Amortización de equipos menores	1	GI	4000.00	4000.00		0.05
imprevistos	1	GI	50000.00	50000.00		0.59
regalias	1	GI	180000.00	180000.00		2.13
Pedido de Interferencias		GI	3000.00	3000.00		0.04
Seguro de Caucion	0	mes	25000.00	25000.00		0.30
Seguro Todo Riesgo Constr. Y Montaje	0	GI				-
Seguro R.C. Y Equipos	0	mes	9000.00	9000.00		0.11
				\$ 781,340.00		9.24
COSTO COSTO				\$ 3,993,766.00		47.23



Gasoducto en Acero						
COSTO COSTO				\$ 3,993,766.00		47.23
GASTOS GENERALES DE OBRA E IMPR.	8%		\$ 199,688.30		2.38	-
GASTOS GENERALES DE EMPRESA	5%		\$ 199,688.30		2.39	-
GASTOS FINANCIEROS	3%		\$ 119,812.68		1.42	-
BENEFICIO	35%		\$ 1,397,818.10		16.53	-
				\$ 5,910,773.68		69.90
IMPUESTOS VARIOS	4%		\$ 236,430.95		2.80	-
AJUSTE POR INFLACION (IFER. OBRA)	10.0%		\$ 591,077.37		6.99	-
				\$ 6,738,282.00		79.68
I.V.A. e I.BB	25.5%		\$ 1,718,261.81		20.32	-
				\$ 8,456,543.90		100.00
PRECIO FINAL				\$ 8,456,543.90		100.00

COSTO EN US\$/Pulg.*metro 41.57

Como se puede observar, el análisis contiene un gran detalle relativo a materiales, mano de obra, gastos indirectos, beneficio e impuestos, llegando a un valor de costo unitario de 41,57 usd/pulg.m, valor que surge de dividir el precio final obtenido (\$ 8.456.543,90) por la longitud del proyecto (5.200 m), su diámetro (3") y el tipo de cambio considerado (13,04 \$/usd).

Sin embargo, se observa que este valor incluye el impuesto al valor agregado como se observa en el detalle, por lo que el valor que se debería haber considerado a los efectos de la determinación del valor de reposición es de 34,35 usd/pulg.m.

Por lo expresado se infiere que la consultora ha cometido un error en la determinación del valor del costo de reposición en lo concerniente a gasoductos y ramales, al considerar el IVA en los costos unitarios considerados, a la vez que la obra considerada para tomar como base de la estimación no es completamente representativa de la estructura de gasoductos y ramales operados por la licenciataria.

38.3. CONCLUSIONES

Del análisis de la documentación obrante en los expedientes se puede afirmar que la metodología aplicada para la verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de

capital fue adecuada para los objetivos establecidos en las actas acuerdo y en los términos de referencia del contrato de las firmas consultoras.

Respecto a la determinación del valor técnico de reposición se han observado errores metodológicos que conducen a obtener valores de reposición equivocados, tales como la inclusión del IVA en el costo unitario de instalación de gasoducto y ramales, y el análisis de una obra modelo no representativa de la infraestructura de gasoducto operada por la distribuidora.

39. ANALISIS DE LA BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA

39.1. ANTECEDENTES

Tal como se ha establecido en el análisis de la base tarifaria como activo económico y financiero, según lo establecido en las actas acuerdo, las empresas auditoras contratadas por las licenciatarias para la *“Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público”*, debían realizar una serie de tareas para verificar la *“razonabilidad del valor de los bienes, su calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio, y la comparación con valores de reposición de dichos bienes.”*

Para obtener este resultado era necesario, según se expresaba en las actas acuerdo y en los términos de referencia para la contratación de las firmas auditoras, determinar o verificar, además:

- La existencia de los bienes declarados en el inventario físico al 31-12-2015 mediante técnicas y registros apropiados.
- La identificación de los activos destinados a la prestación del servicio regulado y los afectados a otras actividades.
- La verificación de las condiciones técnicas de los gasoductos; ramales, redes, compresoras, estaciones de regulación, puentes de medición y del resto de los bienes y su nivel de depreciación y/u obsolescencia.
- La verificación de la razonabilidad del valor de los bienes.
- La verificación de la calidad y demás características técnicas en relación con una prestación eficiente del servicio de distribución de gas natural por redes.
- La valuación técnica al 31-12-2015 de los bienes de uso necesarios para la prestación del servicio aplicando criterios fundados que expresen en forma justa y razonable el estado actual de conservación de estos, a los efectos de su comparación con la información contable auditada por el Contratista y el consiguiente análisis de razonabilidad del valor asignado a la base de capital.

El proceso de selección de las firmas auditoras se describe en el apartado correspondiente al análisis de la base tarifaria como activo económico financiero, resultando elegida para el caso de la Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS) a la consultora Estudio Villares y Asociados S.R.L.

39.2. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN

El 12 de septiembre de 2016, TGS remite el primer informe que fuera elaborado por la consultora, donde desarrolla entre otros temas, en el Capítulo 1 la “Verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la Base de Capital”.

La consultora detalla en el informe los avances parciales realizados a la fecha, referidos a reuniones preparatorias, programas de trabajo, requerimientos de información a la licenciataria, recepción y análisis de Información de la información recibida, y realización de visitas para identificación de activos, condiciones técnicas, estado de conservación y mantenimiento de estos.

Respecto al valor técnico de los bienes informa que se encuentran preparando un modelo probabilístico para la determinación de la base tarifaria como activo físico.

Con fecha 25 de noviembre de 2016, TGS remitió el Informe Final de la auditoria realizado por la consultora, incluyendo en el Capítulo 1 la “Verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de capital”; y en el Capítulo 3 “la determinación de la base de capital (valor de reposición, valor de reposición depreciado y valor contable ajustado)”.

El informe describe la Metodología utilizada para la verificación de los bienes declarados en el inventario físico al 31-12-2015, indicando que se basa en el entrecruzamiento de datos obtenidos de distintas fuentes y de la verificación in situ de ciertos bienes seleccionados al azar.

Seguidamente, detalla las fuentes de información, agrega los listados de inventario físico informado por la transportadora y detalla las fuentes utilizadas para la verificación de la existencia de estos. (Diagramas de línea, imágenes satelitales, planos de lay out, datos de la protección catódica, informes de pasaje de herramientas de inspección interna, informes de mantenimiento de plantas compresoras, informes de calibración de puntos de medición y relevamientos de fugas).

Respecto a la verificación de las condiciones técnicas y la calidad de los bienes declarados en el inventario físico, indica que lo han realizado utilizando documentación relacionada con tareas de mantenimiento, reparación, reporte de incidentes, relevamiento de protección catódica, registros de fugas, pasaje de scraper, indicadores de calidad de servicio, informes de obras de reparación por fugas, consumo de gas combustible en plantas compresoras, gas natural no contabilizado, etc.

Como conclusión de estas tareas la consultora afirma que “el sistema de operación y mantenimiento implementado por la licenciataria cumple con la normativa técnica vigente, asegura una prestación eficiente del servicio y se corresponde con la maximización de la vida útil del sistema de transporte de gas bajo su operación”.

Para determinar el valor de reposición de los bienes existentes al 31-12-2015 la consultora indica que “utiliza un método de estimación conceptual basado en el conocimiento de precios de equipos y materiales principales y precios de obras similares, a los cuales aplicando coeficientes y criterios de estimación adecuados permite obtener costos estimados con una razonable precisión”.

Luego de detallar la metodología la consultora concluye que el valor de reposición para los activos regulados de la compañía es de 12.425 MMUSD.

Activo	Valor de reposición (en MMUSD) al 31-12-2015
Gasoducto	9.077
Plantas compresoras	2.114
Resto de activos	1.234
Total	12.425

Seguidamente indica que el valor de reposición depreciado para este mismo concepto asciende a 5.946 MMUSD.

A continuación, la consultora realiza una verificación probabilística de estos valores, mediante simulación estocástica por el Método de Montecarlo, utilizando registros de obras de gasoductos de mas de 12 pulgadas y plantas compresoras realizadas en Estados Unidos el año anterior, información recolectada de la revista Oil & Gas Journal. La consultora concluye que los cálculos realizados por este método confirman los valores establecidos de manera determinística.

En la documentación obrante en el expediente respecto a los informes de la consultora, no se ha podido encontrar el cálculo detallado del valor de reposición de los activos ni la base de datos utilizada para la simulación estocástica, que permitan realizar un análisis de los costos unitarios utilizados para la construcción de gasoductos, plantas compresoras y otros bienes.

Finalmente concluye que “en términos de comparación con la evaluación contable de la Base Tarifaria (2.007 MMUSD), la evaluación técnica representa 2,96 veces la base tarifaria”.

Esta afirmación también se ve reflejada en los considerandos de la resolución de I-4362 de aprobación de los cuadros tarifarios de la transportadora, donde se indica que los valores técnicos de reposición determinados por las consultoras, en todos los casos mas que duplican los valores de las bases tarifarias obtenidos de los valores contables.

39.3. CONCLUSIONES

Del análisis de la documentación obrante en los expedientes se puede afirmar que la metodología aplicada para la verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la base de capital fue adecuada para los objetivos establecidos en las actas acuerdo y en los términos de referencia del contrato de las firmas consultoras. Respecto a la determinación del valor de reposición de los bienes, si bien la metodología detallada en el informe es correcta, carece de cálculos detallados que permitan analizar los costos unitarios aplicados al cálculo del valor total.

J. FLUJO DE FONDOS PARA CÁLCULO TARIFARIO

40. ANTECEDENTES

De acuerdo a la cláusula Décimo Segunda de las Actas Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia se estipularon, entre otras cosas, los criterios generales a observarse en el proceso de la RTI.

En tal sentido, se hace necesario mencionar que a los efectos de la fijación de las tarifas máximas deben considerarse una serie de elementos como el costo del capital, el valor de la base de capital, las inversiones, una rentabilidad justa y razonable al capital invertido, las estimaciones de los gastos, principalmente los referidos a operación y mantenimiento, los cambios esperados en la productividad y en la eficiencia y las estimaciones de la evolución de la demanda; de modo tal que el nuevo cuadro tarifario surja como resultado de un análisis de flujos de fondos que contemplen los elementos mencionados.

A tales efectos, en esta etapa inicial se analizó la descripción metodológica y procedimental que se desprende de los informes intergerenciales GDyE/GT/GCER/GMAyAD/DTI/GAL N° 87/2017 y GDyE/GD/GRGC/GCER/GMAyAD/DTI/G N° 91/2017, obrantes en los Expedientes ENARGAS N° 30.637 y 15.530, de TGS y PAMPEANA respectivamente.

Estos informes, a su vez, hacen referencia a los informes interdisciplinarios en los que los equipos técnicos y legales del ENARGAS desarrollan las tareas llevada a cabo con relación a cada uno de los temas relevantes para el flujo de fondos como la demanda, el costo de capital, la base tarifaria, las inversiones y los gastos de administración, comercialización y operación y mantenimiento.

Por otra parte, el Enargas ha puesto a disposición del equipo de auditores el modelo de cálculo tarifario empleado en el proceso de Revisión Tarifaria Integral, otorgándonos a tales efectos un usuario con su correspondiente clave de acceso, puntualmente para el análisis de los Modelos Tarifarios de Distribución de Camuzzi Gas Pampeana S.A. y de Transporte de Transportadora de Gas del Sur S.A., ambos desarrollados sobre una plataforma denominada Cubeplan.

Con respecto al desarrollo del modelo en la interface Cubeplan podemos señalar que se observa que es una herramienta necesaria para el procesamiento de información y cálculo multidimensional de gran escala, siendo un instrumento de proceso de datos superior a las hojas de cálculo de Excel. Se ha podido verificar que es una plataforma para el desarrollo de modelos de cálculos multidimensional complejos, también utilizada por empresas y organismos del sector energético y de infraestructura en otros países de la región.

41. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACION RECIBIDA

41.1. CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

En el Informe Intergerencial GDyE/GD/GRGC/GCER/GMAyAD/DTI/GAL N° 91/2017 del 30 de marzo de ese mismo año se expone el procedimiento general llevado a cabo por el ENARGAS para la determinación de los cuadros tarifarios resultantes de la RTI de PAMPEANA.

En lo que concierne al tema bajo análisis, en la Sección III de dicho informe se enuncian los “Criterios metodológicos para la determinación del costo de capital y los componentes del caso base”, en donde se tratan las siguientes cuestiones:

- Costo de Capital
- Base de Capital o Base Tarifaria
- Plan de Inversiones
- Capital de Trabajo
- Gastos Corrientes; en este apartado a su vez se hace una distinción con respecto a: i) Gastos recurrentes de la estructura y organigrama al 31 de diciembre de 2015; ii) Gastos no recurrentes de la estructura y organigrama al 31 de diciembre de 2015 y gastos recurrentes y no recurrentes correspondientes a variaciones en la estructura y organigrama proyectados, contemplando en este último caso los Gastos de Operación y Mantenimiento, Gastos Comerciales y los Gastos de Administración; y iii) Gastos con Tratamiento Particular, entre los que se distinguen: a) Gas No Contabilizado; b) Deudores Incobrables y Gastos de Cobranzas; c) Servidumbres de Paso; d) Tasa de Fiscalización y Control; e) Seguros; y f) Gastos relacionados con insumos o equipamiento informático o de Tecnología de la Información.

En la Sección IV se mencionan las tareas realizadas con relación a los Impuestos, la Sección V trata los aspectos referidos a la Demanda y por último en la sección VII se hacen consideraciones concernientes al incremento tarifario resultante.

En la sección VII se explica el procedimiento desarrollado para la determinación del cuadro tarifario. Allí se indica que en función de la información y la metodología empleadas, detalladas en las secciones anteriores, se contemplaron los valores de costos que surgieron de aplicar dichos criterios y así obtuvieron los valores de la necesidad de ingresos de la Licenciataria para el quinquenio siguiente de modo tal que la empresa realice una prestación adecuada del servicio de distribución, considerando el cumplimiento del plan de inversiones comprometido y obtenga por ello una remuneración justa y razonable sobre el capital invertido. El monto calculado del requerimiento de ingresos, por año, se adjuntó como Anexo I al citado informe.

Sobre los montos anuales de ingresos requeridos por la Licenciataria aclara el informe que se realizaron algunas deducciones correspondientes a ingresos obtenidos por la distribuidora en conceptos que no son remunerados por la tarifa de distribución de gas natural.

Por un lado, las Tasas y Cargos que cobra la distribuidora por la realización de determinadas tareas o servicios cuyo valor surge de un listado de precios particular que en oportunidad de la RTI fue actualizado y aprobado mediante la Resolución ENARGAS N° I-4313/17 y su

modificatoria (Resolución ENARGAS N° I-4325/17). A fin de determinar el monto a deducir por este concepto, el ENARGAS indica que solicitó a la Licenciataria la información relativa a las cantidades proyectadas de Tasas y Cargos, y junto con los valores aprobados por las mencionadas resoluciones, se obtuvieron las sumas a deducir por este concepto.

También en el caso de PAMPEANA se dedujeron los ingresos por la prestación del servicio de distribución de GLP indiluido por redes, a cuyos efectos se consideró la información de demanda remitida por la Licenciataria y el cuadro tarifario propio de dicho servicio que fue actualizado también en oportunidad de la RTI y su tratamiento obra en el Informe Intergerencial GDyE/GD N° 114/17

El informe continúa con la mención de algunas consideraciones realizadas con respecto a la estructura tarifaria. En tal sentido, el ENARGAS aclara que en términos generales se mantuvo la estructura tarifaria vigente al momento de dictar la resolución de la RTI, constituida por los componentes fijos (Cargo Fijo y Monto Fijo, por factura), los cargos por metro cúbico de consumo y los cargos por reserva de capacidad.

Sin embargo se mencionan ciertas modificaciones a la estructura tarifaria vigente, entre ellas la incorporación del Monto Fijo por Factura aprobado por Resolución ENARGAS N° I-2407/12 al Cargo Fijo por Factura de la categoría correspondiente (salvo el tratamiento otorgado a las categorías Servicio General P1 y P2 y Subdistribuidores, que se mencionarán a continuación), derogando su aplicación, ya que dichos montos fijos *“fueron otorgados a cuenta de los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral con el fin de ser utilizados exclusivamente para la ejecución de obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas de las Licenciatarias durante el período de transición”*.

En tal sentido, en el caso de las categorías Servicio General P1 y P2, indica el ENARGAS que, dado que los referidos Montos Fijos eran diferentes, el ente regulador optó por el menor de ellos para su incorporación al Cargo Fijo único de la categoría.

Con respecto al Cargo Fijo por Factura también aclara el ENARGAS que para el caso de la categoría Subdistribuidores, fundado en los volúmenes que opera dicha categoría tarifaria, se lo equiparó al Cargo Fijo de un usuario de Servicio General G.

Otra de las modificaciones realizadas a la estructura tarifaria fue la eliminación del cargo por Factura Mínima.

Finalmente, para la determinación del nuevo cuadro tarifario se indica en el informe que, calculado el monto de los ingresos requeridos neto definido de acuerdo a los criterios señalados y contemplando la estructura tarifaria resultante de las precisiones reseñadas, considerando la demanda proyectada, se determinó el incremento tarifario tal que el cuadro tarifario resultante permitiría a la Distribuidora obtener en el quinquenio un valor presente neto de ingresos equivalente al requerimiento de ingresos neto calculado.

41.2. CONSIDERACIONES SOBRE EL INCREMENTO TARIFARIO DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.

Como en el caso descripto anteriormente, en el INFORME INTERGERENCIAL GDyE/GT/GCER/GMAyAD/DTI/GAL N° 87/2017 del 30 de marzo de 2017 se expone el procedimiento general llevado a cabo por el ENARGAS para la determinación de los estudios tarifarios resultantes de la RTI de TGS.

Así, en lo que atañe al tema bajo análisis, en la Sección III de dicho informe se enuncian los *“Criterios metodológicos para la determinación del costo de capital y los componentes del caso base”*, en donde se tratan las siguientes cuestiones:

- Costo de Capital
- Base de Capital o Base Tarifaria
- Plan de Inversiones
- Capital de Trabajo
- Gastos Corrientes; en este apartado a su vez se hace una distinción con respecto a: i) Gastos recurrentes de la estructura y organigrama al 31 de diciembre de 2015; ii) Gastos no recurrentes de la estructura y organigrama al 31 de diciembre de 2015 y gastos recurrentes y no recurrentes correspondientes a variaciones en la estructura y organigrama proyectados, contemplando en este último caso los Gastos de Operación y Mantenimiento, Gastos Comerciales y los Gastos de Administración; y iii) Gastos con Tratamiento Particular, entre los que se distinguen: a) Deudores Incobrables y Gastos de Cobranzas; b) Servidumbres de Paso; c) Tasa de Fiscalización y Control; d) Seguros; y e) Gastos relacionados con insumos o equipamiento informático o de Tecnología de la Información.

En la Sección IV se mencionan las tareas realizadas con relación a los Impuestos, la Sección V trata los aspectos referidos a la Demanda y por último en la sección VII se hacen consideraciones concernientes al incremento tarifario resultante.

La sección VII introduce el procedimiento desarrollado para la determinación del cuadro tarifario. Allí se indica que en función de la información y la metodología empleadas, detalladas en las secciones anteriores, se contemplaron los valores de costos que surgieron de aplicar dichos criterios y así obtuvieron los valores de la necesidad de ingresos de la Licenciataria para el quinquenio siguiente de modo tal que la empresa realice una prestación adecuada del servicio de distribución, considerando el cumplimiento del plan de inversiones comprometido y obtenga por ello una remuneración justa y razonable sobre el capital invertido. El monto calculado del requerimiento de ingresos, por año, se adjuntó como Anexo I al citado informe.

Sobre los montos anuales de ingresos requeridos por la Licenciataria aclara el informe algunas consideraciones referidas a los contratos de transporte con destino a la exportación de gas y el Cargo de Acceso y Uso (CAU).

En lo que concierne a los contratos de transporte con destino a la exportación de gas, se informa que atento a la vigencia del Decreto 689/2002 (que dejó sin efecto los alcances de la Ley 25.561 para los precios pactados por dicho concepto y sus correspondientes ajustes), el monto percibido por la Transportista por la prestación del servicio de transporte destinado a exportación de gas

fue detráido del requerimiento de ingresos, obteniéndose de ese modo el ingreso neto a recuperar a través de las tarifas del mercado local.

Por otra parte, el ENARGAS advierte que, con el fin de determinar el nuevo cuadro tarifario de transporte, calculó la relación entre la retribución mensual a la transportista- excluida la inversión- y la Tarifa en Firme para cada ruta de transporte, en función de la incidencia de los gastos de Operación y Mantenimiento sobre el total de los ingresos requeridos por la Transportista, antes del impuesto a las ganancias.

En cuanto al tratamiento del Cargo de Acceso y Uso (CAU)², se dio lugar al requerimiento efectuado por TGS, en oportunidad de la Audiencia Pública N° 84, de preservar dicho cargo en virtud de las disposiciones que surgían de las pautas establecidas al momento de la realización de los Concursos Abiertos de Capacidad de Transporte para la adjudicación de las nuevas capacidades de transporte que se generarían como consecuencia de las Expansiones del Sistema de Transporte en los años 2006-2008 a ejecutar en el marco de las obras de Ampliación del Sistema de Gasoductos Norte bajo el Programa “Fideicomisos de Gas”.

En consecuencia, el ENARGAS señala que en el proceso de RTI se determinó el valor del CAU en función de la incidencia de los gastos medios de Operación y Mantenimiento sobre el requerimiento de ingresos, excluidos los impuestos a las ganancias, que surge del flujo de fondos del quinquenio y aplicando dicho factor a la tarifa de Transporte Firme calculada para cada ruta de transporte.

Finalmente, para la determinación del nuevo cuadro tarifario se indica en el informe que, calculado el monto de los ingresos requeridos neto definido de acuerdo a los criterios señalados y contemplando la estructura tarifaria resultante de las precisiones reseñadas, considerando la demanda proyectada, se determinó el incremento tarifario tal que el cuadro tarifario resultante permitiría a la Transportista obtener en el quinquenio un valor presente neto de ingresos equivalente al requerimiento de ingresos neto calculado.

42. MODELO DE CALCULO TARIFARIO DESARROLLADO EN CUBEPLAN. ANALISIS DE LA INFORMACION INGRESADA A LA PLATAFORMA

En lo que respecta al análisis de los flujos de fondos utilizados por el ENARGAS para la determinación del cuadro tarifario resultante del proceso de Revisión Tarifaria, el ente regulador puso a disposición del equipo de auditores el modelo de cálculo tarifario utilizado a tales efectos por la autoridad regulatoria, otorgando un usuario con su correspondiente clave de acceso que permite ingresar esencialmente a los Modelos Tarifarios de Distribución de Camuzzi Gas Pampeana S.A. y de Transporte de Transportadora de Gas del Sur S.A., ambos desarrollados sobre una plataforma denominada Cubeplan.

² El Cargo de Acceso y Uso (CAU) contempla un margen que remunera la operación, mantenimiento y puesta a disposición de la infraestructura de transporte, relacionada con las obras de ampliación ejecutadas en el marco de los fideicomisos de gas, organizados por la ex Secretaría de Energía, cuyos activos no han sido tenidos en cuenta en el cálculo de la base tarifaria de la compañía.

42.1. MODELO DE CALCULO TARIARIO DE DISTRIBUCION - CAMUZZI GAS PAMPEANA S.A.

Ingresando al link de Cubeplan facilitado por el ENARGAS (<http://cubeplat.com/cubeplanapp/#>) se accede a una carpeta llamada "FIUBA" que contiene a su vez una carpeta denominada "Pampeana", subcarpeta "100 y Escalones" compuesta por: un libro en Excel "*Template Parametros Generales.xls*", "*Template Tarifas de Transporte-MTT.xls*", una subcarpeta "*Camuzzi Pampeana*" y un archivo llamado "*100 y Escalones.ana*".

El libro Excel "*Templates Parametros Generales.xls*" consta de varias hojas de cálculo en las que se encuentra la información referida a:

- Índices Generales del Modelo, entre los que se listan los Rubros de Activos relacionados con las Inversiones, las rutas de transporte vinculadas a las Distribuidoras y subzonas, las Categorías de Usuarios consideradas en la Demanda y Parámetros referidos al cálculo del WACC.
- Precios de Gas por Cuenca (en \$/m3) por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022
- Precios de Gas por Cuenca Alt (en \$/m3) por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022, que de acuerdo a lo que indica la planilla "*aplica para las siguientes subzonas tarias: Camuzzi Gas Sur (todas sus subzonas), Camuzzi Gas Pampeana (Sur y Norte) y Gasnor (Salta Puna)*"
- Porcentaje de Gas Retenido, por Distribuidora y subzona
- Variación de la Componente de Transporte, por mes, por Transportista. La planilla aclara que se deben cargar los porcentajes de variación del transporte respecto de la situación vigente antes del ajuste y que el modelo hará "*Tarifa Actual * (1+Variacion)*"
- Precio medio de gas para pérdidas, en \$/m3, por Distribuidora y subzona, por mes para el período 2017-2022
- Porcentaje de capital de trabajo, por Distribuidora, por mes para el período 2017-2022
- Alocación Tarifas Diferenciales, que contiene tablas con índices en los que se hacen equivalencias: Distribuidora-subzona diferencial y la Subzona del modelo; Categoría Diferencial por Distribuidora y categoría del modelo.
- Factor Rebalanceo Tarifario, por Distribuidora y Categoría; por defecto se indica que el factor debe encontrarse en 1.
- Otras hojas de cálculo vinculadas a los ajustes semestrales: Índices de Actualización, Precios de Gas por Cuenca (Ajuste), en \$/m3, por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022; Precios de Gas por Cuenca Alt (Aju) en \$/m3, por categoría tarifaria y cuenca, por mes para el período 2017-2022, que de acuerdo a lo que indica la planilla "*aplica para las siguientes subzonas tarias: Camuzzi Gas Sur (todas sus subzonas), Camuzzi Gas Pampeana (Sur y Norte) y Gasnor (Salta Puna)*"; Porcentaje de Gas Retenido (Ajust); Contratos de Transporte, por Distribuidora-subzona y ruta contratada, cantidad de EDs contratados, Volumen Diario Contratado; y Datos de Transporte, en el que se detalla la información referida al Alfa de transporte de Metrogas

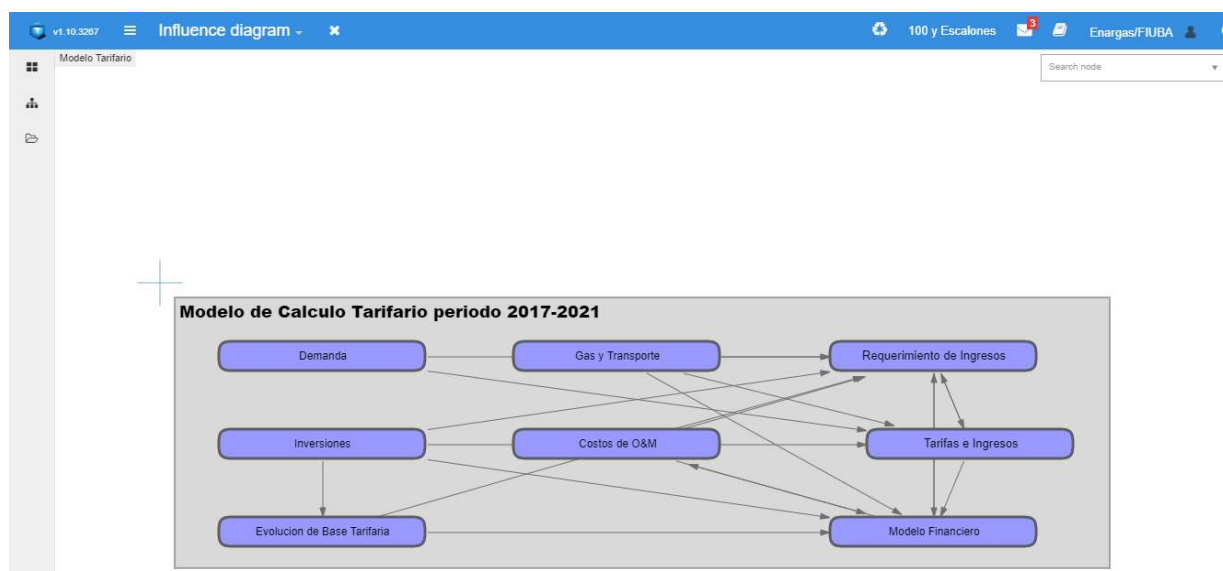
a Abril de 2017 y una ruta de transporte de TGN por fuera del modelo MTT (TF TGN-Neuquen-Neuquen-Central Norte)

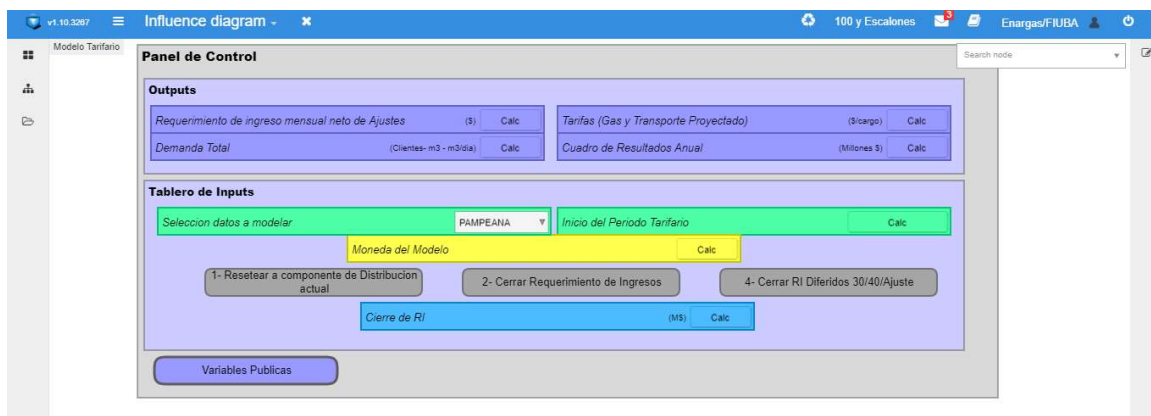
El libro Excel “*Template Tarifas de Transporte-MTT.xls*” contiene las tarifas de TGS y TGN, por mes, por fecha de Escalón de ajuste y característica del servicio, para el período abril de 2017-abril de 2018 (TGS Tarifas – Escalones y TGN Tarifas – Escalones) y las tarifas de las transportistas, con el mismo nivel de detalle, ajustadas a partir de octubre de 2018 (TGS Tarifas – Ajustes y TGN Tarifas – Ajustes).

La carpeta “*Camuzzi Pampeana*” contiene una serie de libros Excel a saber: 1- Formulario Demanda – Pampeana; 2 – Formulario Inversiones – Pampeana; 3 – Base Tarifaria – Pampeana; 4 – Formulario Costos – Pampeana; 5 – Formulario Costo Gas y Transporte – Pampeana; 6 – Formulario Modelo Regulatorio – Pampeana; 7 – Formulario Tarifas Actuales – Pampeana; 8 – Formulario Financiero – Pampeana.

Los libros referidos precedentemente (tanto los llamados Templates como los denominados Formularios) son utilizados por el modelo como base de información para realizar el proceso de cálculo.

Por último, el archivo “*100 y Escalones.ana*” permite ejecutar el modelo de cálculo, al que se puede acceder mediante una representación del tipo diagrama de flujo. A modo de ejemplificación se muestra a continuación el diagrama principal de flujo:





Asimismo, el modelo desarrollado cuenta con una sección de reportes en la que se encuentra una síntesis de los resultados del modelo (*"Pampeana RI"*).

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
CDK	713.519.326	738.174.858	795.997.891	848.281.252	876.704.879	3.977.679.258
DMK	421.274.966	445.742.897	483.271.543	521.555.999	560.036.814	2.432.881.111
GRSA	1.433.219.989	1.496.842.765	1.587.346.721	1.694.174.755	1.815.842.398	7.687.248.226
Permisos	78.026.145	146.833.680	282.739.928	342.213.536	345.167.614	1.182.980.303
NOG Comp. Bases	388.836.022	397.478.779	425.814.228	456.768.826	472.071.807	2.141.826.754
NOG por Dif. Depreciación	999.903.187	136.505.087	192.713.174	189.940.022	188.646.518	965.341.787
Total	3.235.928.254	3.422.581.967	3.740.683.445	3.952.492.365	4.056.300.417	19.407.894.447

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	83.396.022	85.577.877	87.515.126	88.690.687	89.251.321	434.436.092

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	197.480.280	254.775.951	1.220.616.614	1.096.370.644	777.499.546	3.546.742.935

NPV Ingresos a Tarifas Actuales (ARS)	7,239,507,563	ARS
NPV Ingreso nuevas tarifas (ARS)	14,213,910,351	ARS
Incremento tarifario (Factor reposicionamiento)	96.338%	
Requerimiento de Ingreso Anual Promedio	3,575,794,767	
BT Inicial (MM Mon Rev)	8,024,580,300	MM Mon Rev

Haciendo una comparación con el resumen del flujo de fondos del Anexo 1 de la Resolución I-4358, donde se aprobaron los nuevos cuadros tarifarios para la distribuidora, se observa:

ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4358

Resultado Revisión Tarifaria Integral Camuzzi Gas Pampeana S.A.

Base Tarifaria Inicial	\$	8.024.580
Costo del Capital		9,33%

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$ 718.519	\$ 738.175	\$ 795.998	\$ 848.281	\$ 876.705
Depreciación	\$ 421.275	\$ 446.743	\$ 483.272	\$ 521.556	\$ 560.036
Gastos Propios	\$ 1.509.246	\$ 1.643.676	\$ 1.840.087	\$ 1.936.388	\$ 1.960.829
Impuesto a las Ganancias	\$ 586.888	\$ 593.988	\$ 621.327	\$ 646.267	\$ 658.738
Requerimiento de Ingresos	\$ 3.235.928	\$ 3.422.582	\$ 3.740.683	\$ 3.952.492	\$ 4.056.308
Ingresos por Tasas y Cargos	\$ 83.396	\$ 85.576	\$ 87.515	\$ 88.690	\$ 89.251
Monto a Remunerar vía Tarifas	\$ 3.152.532	\$ 3.337.004	\$ 3.653.168	\$ 3.863.802	\$ 3.967.057

Valores expresados en miles de pesos.

Se puede observar una correspondencia entre los valores publicados y los obtenidos del software.

Se verifica también que los valores de las inversiones se corresponden con los montos aprobados por el Enargas.

En el reporte principal también se muestra el incremento de ingresos obtenido por la Distribuidora en términos porcentuales: 96,338 % respecto a las tarifas vigentes.

El nuevo cuadro tarifario se obtiene aplicando este incremento porcentual a cada una de las tarifas del cuadro vigente.

42.2. MODELO DE CALCULO TARIFARIO DE TRANSPORTE – TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.

Como en el caso detallado precedentemente, ingresando al link de Cubeplan (<http://cubeplat.com/cubeplanapp/#>) se accede a una carpeta llamada “FIUBA” que contiene a su vez una carpeta denominada “TGS”, que contiene la carpeta “10-MTT 1722 con Ajustes Semestrales y Escalones (24112017)”, que consta de un libro en Excel “*Template Parametros Generales.xls*”, una subcarpeta “TGS” y un archivo llamado “10MTT 1722 Con Ajustes Semestrales y Escalones (10112017) TGS RI 0.ana”.

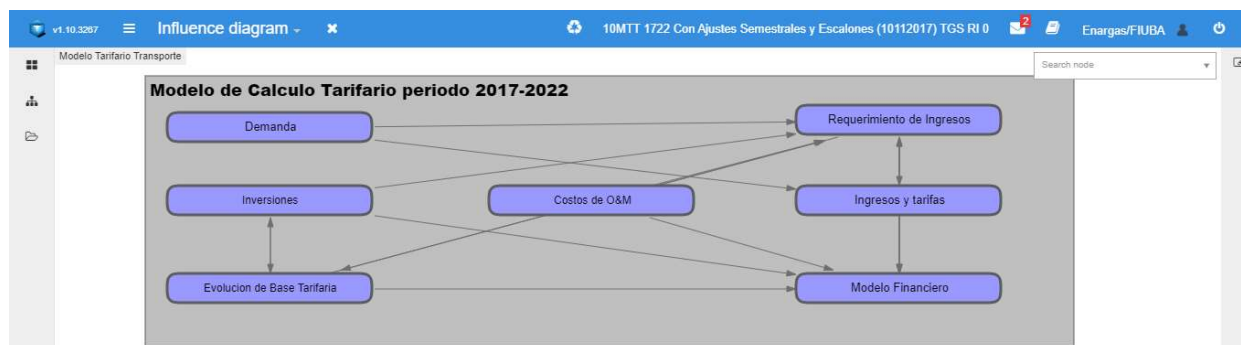
El libro Excel “*Templates Parámetros Generales.xls*” consta de varias hojas de cálculo en las que se encuentra la información referida a

- Porcentaje de capital de trabajo sobre ingresos, por Licenciataria y por mes para el período 2017-2022
- Índices de Actualización de Tarifas

La carpeta “TGS” contiene una serie de libros Excel a saber: 1- Formulario Demanda – TGS; 2 – Formulario Inversiones – TGS; 3 – Base Tarifaria –TGS; 4 – Formulario Costos – TGS; 5 – Formulario Tarifas Actuales – TGS; 6 – Formulario Financiero – TGS.

Los libros referidos precedentemente (tanto los llamados Templates como los denominados Formularios) son utilizados por el modelo como base de información para realizar el proceso de cálculo.

Por último, el archivo “10MTT 1722 Con Ajustes Semestrales y Escalones (10112017) TGS RI 0.ana” permite ejecutar el modelo de cálculo, al que se puede acceder mediante una representación de tipo diagrama de flujo. A modo de ejemplificación se muestra a continuación el diagrama principal de flujo:



Panel de Control

Outputs

Demanda por Serv. Zona Recepción y Zona Despacho (m3/día) **Calc** Tarifa Manual Ajustada (\$/m3, \$/1000m3) **Calc**

Requerimiento de ingreso mensual (ARS) **Calc**

Tablero de Inputs

Selección datos a modelar **Calc** Metodología de Mensualización (WACC) **Tasa Comp**

Inicio del Periodo Tarifario **Calc** Moneda del Modelo **Calc**

1-Tarifa Manual = Tarifa Actual 2- Ajustar Tarifas Manuales 3- Ajustar Diferidos

Cierre de RI **Calc**

Variables Publicas

Asimismo, el modelo desarrollado cuenta con una sección de reportes en la que se encuentra una síntesis de los resultados del modelo (“TGS RI”).

TGS RI

Cierre de RI -0.00

1-Tarifa Manual = Tarifa Actual 2- Ajustar Tarifas Manuales

Requerimiento de ingreso mensual (ARS)

Componentes del RI	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
COK	2,809,218,737	2,796,784,644	2,766,526,456	2,725,804,276	2,679,374,453	13,777,708,566
CMK	1,688,391,524	1,745,425,209	1,803,739,887	1,854,616,603	1,901,096,339	8,993,269,562
OPEX	1,539,635,966	1,525,417,979	1,592,944,276	1,493,943,142	1,503,498,318	7,655,439,681
IIGG Comp Basica	1,512,656,243	1,505,960,962	1,489,668,092	1,467,740,764	1,442,740,090	7,418,766,151
IIGG por Dif. Depreciacion	824,658,583	815,617,278	813,526,029	811,282,302	809,913,247	4,074,997,439
COK y CMK Activos Fideicomisos	0	0	0	0	0	0
Total	8,374,561,052	8,389,206,071	8,466,404,740	8,353,387,088	8,336,622,448	41,920,181,399

Componentes del RI (all) Timeframe: (multiple)

Inversiones Regulatorias

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	Total
Total	1,226,815,256	1,244,064,957	1,051,594,000	987,178,000	1,023,019,000	5,532,671,213

Factor Reposicionamiento: **213.94%**

Reporte Base Tarifaria Inicial (a Diciembre de 2016) (\$ a Dic 16) **31,874,265,606** \$ a Dic 16

Haciendo una comparación con el resumen del flujo de fondos del Anexo 1 de la Resolución I-310, donde se aprobaron los cuadros tarifarios definitivos para la transportadora, se observa:

ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN N° 310

Resultado Revisión Tarifaria Integral Transportadora de Gas del Sur S.A.

Base Tarifaria Inicial	\$	31.874.266				
Costo del Capital		8,99%				
		2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$	2.809.219	\$ 2.796.785	\$ 2.766.526	\$ 2.725.804	\$ 2.879.374
Depreciación Regulatoria	\$	1.688.392	\$ 1.745.425	\$ 1.803.740	\$ 1.854.617	\$ 1.901.096
Gastos Propios	\$	1.539.636	\$ 1.525.418	\$ 1.592.944	\$ 1.493.943	\$ 1.503.498
Impuesto a las Ganancias	\$	2.337.315	\$ 2.321.578	\$ 2.303.194	\$ 2.279.023	\$ 2.252.653
Requerimiento de Ingresos	\$	8.374.561	\$ 8.389.206	\$ 8.466.405	\$ 8.353.387	\$ 8.336.622

Valores expresados en miles de pesos.

Se puede observar una correspondencia entre los valores publicados y los obtenidos del software.

Se verifica también que los valores de las inversiones se corresponden con los montos aprobados por el Enargas.

En el reporte principal también se muestra el incremento de ingresos obtenido por la Transportadora en términos porcentuales: 213,94 % respecto a las tarifas vigentes.

El nuevo cuadro tarifario se obtiene aplicando este incremento porcentual a cada una de las tarifas del cuadro vigente.

K. ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS DE DEMANDA

43. ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR CAMUZZI GAS PAMPEANA SA

43.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

Se procedió a analizar la información que se encuentra disponible en el expediente 30.486 en su cuerpo N°1 cuyo asunto es “Revisión Tarifaria Integral – Demanda- Camuzzi Gas Pampeana S.A.”, creado el 4/11/2016.

En su inicio el ENARGAS, haciendo mención a lo establecido en artículo 1 la resolución MEyM 31/2016 en su artículo 1, requiere información a la Distribuidora mediante su NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL/I N°10350/16.

En su nota solicita:

- Detalle de la demanda correspondiente al año 2013.
- Proyección de la demanda del periodo 2017-2021, que deberá elaborarse considerando como año base el 2013 y de acuerdo a los criterios y esquema establecidos en el Anexo a la presente.

Para la entrega de la información se requiere que se siga un formato particular del ANEXO Metodológico cuyo archivo se encontraría disponible en la Web del SARA

También hace mención que la entrega de la documentación deberá ser dentro de los 5 días siguiendo los lineamientos mencionados en la NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL/I N°3425/16 no adjunta en expediente.

En el ANEXO Metodológico, solicita a las distribuidoras que para la presentación de la demandan deben realizar una recategorización de los usuarios en el año base según la siguiente tabla.

Segmento	Bahía Blanca y Buenos Aires (Partidos indicados)
R1	0 a 900
R21	901 a 1.000
R22	1001 a 1.200
R23	1201 a 1.400
R31	1401 a 1.600
R32	1601 a 1.800
R33	1801 a 2.200
R34	2.201 o más

La nota hace mención a la imposibilidad de alterar el formato de la información donde la Distribuidora deberá cargar los datos solicitados del año 2013 y de la proyección 2017-2021.

En su desarrollo hace expresa mención a al consumo medio resultante indicando que: “el cociente entre los volúmenes entregados por categoría/subcategoría y el respectivo número de usuarios – consumo medio resultante de aplicar lo indicado previamente deberá mantenerse constante con respeto a igual mes del año base. El criterio expuesto implica que la única variación admitida será la del incremento vegetativo del número de usuarios del período 2017-2021.”

En el mismo ANEXO Metodológico, menciona un apartado para incluir la variación de demanda asociada al plan de inversiones. Para este concepto las distribuidoras deberían enviar un documento adjunto donde se desagreguen la variación total mensual estimada de los volúmenes y del número de usuarios entre los distintos proyectos.

En relación con los usuarios a incorporar su texto expresa la condición que deberán cumplir *“debiéndose mantener la participación relativa del número de usuarios por subcategoría dentro de cada categoría y los respectivos consumos medios, ambos referidos a cada uno de los meses del año base”*, y pone énfasis en la consistencia de la información mencionando *“Es importante resaltar que las variaciones indicadas deberán coincidir exactamente con las variaciones estimadas informadas en la presentación de cada uno de los proyectos de inversión incluidos en el plan de inversiones previsto por esa Licenciataria”*

En el final de la nota hace mención a la presentación de la estimación del crecimiento de usuarios y demanda asociadas a otras causas que la Licenciataria estime pertinentes como ser los usuarios a incorporar como resultado de las redes cedidas por terceros y que no se encuentren asociadas al proyectos del plan de inversiones 2017-2021. Solicita que también que en este último concepto se desagregue la variación total mensual estimada en volumen y en número de usuarios, explicitando los criterios de cálculos aplicados.

En el expediente no hay constancia de la respuesta de la Licenciataria dentro del periodo pautado en la NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°10.350/16.

La contestación de la Licenciataria que consta en el expediente es la AR/JR/GC/er/2672 con fecha 29/11/2016 donde hace referencia a la NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°10.350/16.

En el contenido de esa nota la Licenciataria elabora una respuesta a lo solicitado pero manifiesta en forma expresa una serie de desvíos respecto a lo pautado por el ENARGAS en el conformación de las proyecciones de consumo de los usuarios.

Respecto a la media de consumo de los usuarios residenciales la Licenciataria manifiesta *“En el caso particular de los usuarios Residenciales se tomó el valor promedio de los últimos 10 años, dado que esta Distribuidora considera que de este modo se tiene en cuenta el efecto de la temperatura en el consumo de los mismos”*

En otros párrafos continua con la aclaración de los desvíos *“en la media de consumo utilizada para estimar la demanda de los usuarios residenciales en el período 2017-2021 tiene incluido un efecto elasticidad demanda-precio del 5%.”*

La Nota del ENARGAS hace mención a que deberán tomar los volúmenes entregados por categoría/subcategoría y el respectivo número de usuarios, en cuanto que la Licenciataria indica que para los Grandes Clientes “no se han incluido los volúmenes correspondientes a ventas de

Transporte Interrumpible, por considerarse ocasionales, no siendo una demanda actual y genuina de un Gran Usuario”

En cuanto a la incorporación de usuarios Residenciales y SGP incorporados por redes cedidas por terceros hace mención que su crecimiento está *“considerando con el estado de los sistemas de alimentación de cada una de las localidades abastecidas y su crecimiento histórico”* sin hacer mención del efecto que esto implica.

La proyección de demandas de los grandes Usuarios también hay apartamiento de lo estipulado en la NOTA ENRG/GD/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°10.350/16, donde indica tomar como base el 2013, tomando otro período el cual está expresado *“se contempló un análisis cuantitativo del comportamiento de sus consumos hasta Octubre 2016. Adicionalmente se recabó información de cada Sector industrial sobre sus posibles cambios de consumo. En tal sentido, se tuvo en cuenta la situación macroeconómica del país, posibles ampliaciones, reducciones, mejoras y nuevas incorporaciones de este tipo de usuarios. En consecuencia, se observan marcadas diferencias con la Demanda Base proyectada”*

La licenciataria adjunta un estudio de demanda realizado para todas las Distribuidoras por la Empresa Quantum en el cual hace una introducción teórica y aplica una serie de supuestos de la evolución de las variables económicas que este estudio considera relevantes.

Incorpora conceptos como la elasticidad ante variaciones de los precios relativos con otros combustibles, y el concepto de tarifa real.

En el expediente se adjunta una tabla de salida de los resultados del software empleado aplicable a la Distribuidora y luego desde el folio 27 a 271 está el listado desglosado en los distintos tipos de categorías de clientes y por departamento. De la lectura de estas tablas no se puede aseverar que se encuentra completa dado que desde el folio 34 al 271 no hay posibilidad de verificar cuál es el concepto que representa cada columna, además de tener una dificultosa referencia de las filas. (Nota: Se requerirá información adicional para la constatación de estos datos).

Posteriormente en el expediente se encuentra un documento representativo el cual fue generado por el ENARGAS a través de un consultor externo con fecha del 06/03/2017.

El trabajo encara un análisis no determinístico, lo deja expresado en frases como *“La especificación propuesta es flexible y la misma permite identificar y contabilizar la contribución de las tarifas de y la electricidad, así como la actividad económica sobre la demanda de gas natural propuesta de trabajo consiste en la identificación de evidencia empírica que respalde la existencia de componentes no lineales en la determinación de la demanda de gas natural para Argentina”*.

En dicho informe también vuelve a tomar el concepto de coeficientes de elasticidad de la demanda de corto y largo plazo. *“El presente estudio tiene como propósito elaborar un modelo autorregresivo con transición suave (STAR) para caracterizar la relación entre la demanda de gas natural, el precio del gas natural, el precio de la electricidad y el nivel de actividad económica. El modelo STAR es considerado como uno de los procedimientos econométricos de cambio de régimen más importantes porque permite introducir de manera secuencial no linealidades en la relación entre las variables relevantes mediante el uso de la función de transición.”*

El autor manifiesta su no conformidad por las especificaciones tomadas por las Licenciatarias para estimar las demandas del quinquenio, argumenta que la omisión de los factores

macroeconómicos y el haber adoptado una especificación lineal generaron una sub-estimación de la demanda indicando que puede haber movimientos nominales de la tarifa de gas, pero que los mismos no superarán a la inflación del período, motivo por el cual a su criterio tienen un efecto neutral sobre la demanda de gas en el mediano plazo.

Adjunta un cuadro con la estimación de demanda y de usuarios desglosada según las categorías solicitadas por el ENARGAS de la cual se pueden mencionar las siguientes observaciones:

- Si se analiza el consumo promedio proyectado de los clientes para los años 2017 al 2021 vemos que los mismos no se encuadran dentro de la categoría de usuarios a los cuales pertenece.
- Al mismo tiempo se observa que no se tuvo en cuenta lo definido por el ENARGAS en cuanto a que se debería tomar el mismo consumo promedio por usuario en todo el quinquenio.

SEGMENTO	Consumo Promedio					Según ENARGAS
	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	
R1	386	361	353	351	354	Menos de 900
R2-1	813	767	753	750	756	de 901 a1000
R2-2	975	922	905	901	908	de 1001 a1200
R2-3	1.120	1.060	1.041	1.037	1.045	de1201 a1400
R3-1	1.310	1.242	1.220	1.216	1.226	de 1401 a1600
R3-2	1.521	1.443	1.418	1.413	1.425	de 1601 a1800
R3-3	1.796	1.705	1.676	1.670	1.683	de 1801 a2200
R3-4	2.814	2.673	2.628	2.619	2.638	de 2201 o más
TS-R1	393	367	359	358	361	
TS-R2-1	816	771	756	753	759	
TS-R2-2	983	930	913	909	916	
TS-R2-3	1.128	1.068	1.049	1.045	1.053	
TS-R3-1	1.328	1.260	1.238	1.234	1.244	
TS-R3-2	1.533	1.455	1.430	1.425	1.437	
TS-R3-3	1.800	1.708	1.679	1.673	1.686	
TS-R3-4	2.810	2.669	2.624	2.615	2.634	

Si tomamos la previsión de demanda realizada por el ENARGAS para el segmento Residencial se obtiene el siguiente cuadro:

Cliente	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Residencial	Nº de usuarios	1.281.438	1.306.737	1.332.735	1.360.529	1.385.921
	Volumen [m³]	1.851.146.016	1.788.526.649	1.790.993.770	1.820.929.933	1.867.975.394

Tomando la información que se encuentra disponible en las páginas del ENARGAS tenemos que la demanda real para el consumo residencial para el período 2017 al 2019 es el siguiente:

Cliente	Concepto	2017/18	2018/19	2019/20
Residencial	Volumen [m ³]	1.672.085.000	1.612.290.000	1.560.663.000

Lo que representa un desvío en términos porcentuales del consumo residencial de:

	2017/18	2018/19	2019/20
Variación	-9,67%	-9,85%	-12,86%

43.2. CONCLUSIONES

Se ha realizado el análisis del estudio presentado por Camuzzi Gas Pampeana SA, verificando que al igual del resto de las Distribuidoras, el estudio presentado fue elaborado por la consultora Quantum. Dicho trabajo y las consideraciones tenidas en cuenta para su elaboración no cumplieron con los requisitos de la metodología establecida por Enargas, incorporando además en dicho estudio el factor de elasticidad de la demanda respecto a la tarifa. Posteriormente, la autoridad regulatoria contrata su propio estudio de estimación de demanda, desestimando lo presentado por la Distribuidora y adoptando para el proceso de revisión tarifaria el elaborado por esta. Se observa que dicho estudio considera la influencia de las tarifas de gas y electricidad, y la actividad económica, sobre la demanda, y las proyecciones macroeconómicas, considerando que el estudio presentado por las Distribuidoras subestima la demanda futura. Asimismo, asegura que la modificación de tarifas no tendrá efectos relevantes sobre la demanda de gas natural para el 2017.

Entre otras condiciones de borde, estima valores de inflación para los años del quinquenio muy inferiores a las que realmente se produjeron, y sobrestima el crecimiento de la economía en ese periodo.

Finalmente, se observa que la comparación de la demanda real en el sector residencial de los años 2017 a 2019 fue de un 10% a un 12 % menor que la estimada, para el área comprendida por la distribuidora en estudio.

Como consecuencia de este análisis puede afirmarse que el estudio de demanda elaborado por Enargas fue conservador respecto a las expectativas de consumo.

44. ANALISIS DEL ESTUDIO DE DEMANDA PRESENTADO POR TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA

Respecto a la demanda estimada por la Transportadora para el quinquenio 2107-2021, se limita a la información de las ventas estimadas para dicho periodo, teniendo en cuenta las altas y bajas operadas, desglosado por ruta de transporte, en contratos de transporte firme (TF), interrumpible (TI) o de intercambio y desplazamiento (ED), dependiendo la demanda total de la informada o asignada a las distribuidoras a las cuales abastece, lo cual no se encuentra dentro de las posibilidades de la transportadora.

L. ANÁLISIS DE GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

45. ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR CAMUZZI GAS PAMPEANA SA

45.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

Con fecha 1 de junio del 2016 el ENARGAS envía una serie de notas con el objeto de solicitar información a la Distribuidora para ser utilizada como base de la revisión quinquenal de tarifas 2017/2021. El objeto de esta solicitud recae sobre el envío de documentación de los costos, gastos de estructura y de operación y mantenimiento.

Mediante la Nota ENRG/GDyE/GCER/GAL/I N°05061/16, el ENARGAS solicita se le envíe información de la apertura del cuadro de gastos de los Estados Contables al 31/12 de cada año desde el 2012 al 2015, incluyendo la apertura mensual para el último año, según plan de cuentas regulatorio Res ENRG N°1660/2000 y en un todo de acuerdo con lo comunicado en la nota ENRG/GDyE/GRGC/GREX/GAL N°3424/16.

Con la Nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRCC/GAL/I N°05050/16, le envía a la Distribuidora el requerimiento de información sobre:

1. Estructura y detalle analítico de los haberes liquidados al 12/2015.
2. Organigrama funcional detallado al 31/12 de cada año desde 2012 al 2015.
3. Información de cada sector de la empresa como ser la cantidad de personal asignado y una breve descripción de las funciones de área, indicando asimismo si las personas prestan servicios para el desarrollo de la activada regulada, no regulada o actividad en otra empresa de la Licenciataria.

Conjuntamente con las notas anteriores, el ENARGAS emite la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5083/16 donde solicita información sobre el sistema operado por la distribuidora para la prestación del Servicio.

En el caso puntual del informe sobre los sistemas para la prestación del servicio se solicita el siguiente desglose:

Los puntos solicitados en cuanto a la información del sistema son:

- Equipamientos, maquinarias y herramental.
- Flota de vehículos
- Trabajos contratados a terceros
- Descripción de las instalaciones:
 - i. Líneas de transmisión
 - ii. Instalaciones de superficie
 - iii. Plantas Reguladoras y Plantas compresoras
 - iv. Instalaciones complementarias.
 - v. líneas de distribución y servicios.

vi. Detalle del parque de medidores, anticuado por año de instalación.

- Cantidad de usuarios por categoría.
- Detalle de actividades no reguladas.

En la cuarta nota que envía 1/6/16, la ENRG/GDyE/ GRGC/GAL/I N°5071/16, Enargas solicita información referida a la Atención comercial. En la cual hace hincapié en los siguientes puntos.

1. Para cada oficina destinada a la atención comercial.
 - Denominación de la oficina por la cual es identificada.
 - Domicilio
 - Días y horarios destinados a la atención a usuarios.
 - Días y horarios destinados a la atención a matriculados.
 - Breve detalle de tipo de trámites y de operaciones que se realizan en la oficina.
 - Cantidad de usuarios en el área de influencia de cada oficina.
 - Cantidad de personal de la oficina, por tipo de tarea.
2. Respecto del funcionamiento del Centro de Atención telefónica Comercial y de emergencia.
 - Cantidad de operadores disponibles en el CAT, detallando por turno y prioridad de atención.
 - Relación de cantidad de operadores por supervisor.

Con fecha 14/6/2016 la Distribuidora comienza a responder los pedidos de información, emitiendo su nota AR/JR/CG/Id/1355, enviando información sobre el funcionamiento del Centro de Atención Telefónica.

Con fecha 15/6/2016 la Distribuidora mediante la nota AR/JR/CG/er/1360, envía la información contable solicitada en forma digital a través de la carga de los archivos en el SARI (Sistema Automático de Remisión Informático), quedando la entrega de la documentación impresa registrada con la nota AR/JR/CG/Idm/1418 del 21 de junio del 2016.

La Licenciataria envía la nota AR/JR/CG/1480 el 29/06/2016 con la información del Organigrama y Remuneraciones relacionado a la nota ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N°5050/16.

El mismo día Camuzzi Gas Pampeana responde la nota ENRG/GDyE/GD/GCER/GAL/I N°5083/16 enviando la nota AR/JR/GC/1478.

En su nota hace mención de que dicha información no refleja la base real de las necesidades que la compañía podría tener a futuro para brindar un servicio de excelencia a sus usuarios y obtener por ello una rentabilidad justa y razonable, justifica su posición por haber transcurridos 13 años de la sanción de la ley de Emergencia Económica, donde primaron períodos de alta inflación y restricciones financieras propias. Solicita que el ENARGAS considere el principio básico de inversiones dispuesto por el Marco Regulatorio Vigente y refrendado por las Actas de Acuerdos.

El 1/07/16 con su Nota AR/JR/GC/er/1508 que dio lugar a la actuación 20427, la Distribuidora envía información contable complementaria rectificando la información enviada de la apertura de los cuadros de gastos de los Estados Contables al 31/12 de los años 2013, 2014, y 2015, volviendo a mencionar que la misma no representa la base real de la verdadera necesidad de la compañía.

El 12/07/16 La Distribuidora envía otra nota rectificatoria (AR/JR/GC/er/1478, actuación 21528) de la nota presentada anteriormente el 29/06/16 AR/JR/GC/1480.

El 15/07/16, Camuzzi Gas Pampeana envía su nota AR/JR/GC/er/1627 (actuación 21989/16) rectificando la información enviada de la descripción del organigrama para los años 2012-2014, relacionado con la nota ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N°5050/16 del 1/06/16.

El 10 de agosto del 2016 la Distribuidora envía más información complementaria con su nota AR/JR/GC/er/1850 (actuación 25054/16) la cual fuera originalmente solicitada con la nota ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N°5050/16.

Dos días después el 12/8/16 Camuzzi envía otra nota con información complementaria a lo solicitado en la ENRG/GDyE/GD/GT/GRGC/GAL/I N°5050/16.

El primer informe que aparece en el expediente es el GCER N°494/2016 RTI – Haberes; hace mención a una auditoría realizada el día 19/07/2016 que constata correlaciones de lo declarado por la Distribuidora y los libros.

El 7/9/2016 se agrega al expediente otro informe de la GCER N°577/2016 RTI Gastos “Anexo H”, que da continuidad al informe GCER N°494/16 en lo atinente a constatar que la información correspondiente al resto de los gastos de Administración, Comercialización y Operación y Mantenimiento sean concordantes con la documentación de respaldo.

En ese informe se mencionan una serie de correcciones que hicieron sobre la información suministrada por la distribuidora y se concluye con un Cuadro de Gastos nuevo luego que se le restaran todos los importes que no correspondían asignar.

Con fecha del 3 de octubre el ENARGAS emite la nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I N°09223 solicitando información de Gastos Totales, Costos de Transporte y Características de Plantas de Almacenamiento asociadas a las localidades abastecidas con GLP, GNC, o GNP por Redes.

Con su nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09269 del 4 de octubre, ENARGAS solicita que la Distribuidora le remita la proyección de gastos para el quinquenio 2017-2021, con periodicidad mensual, a valores de agosto de 2016, siguiendo el esquema de las planillas de gastos con la apertura indicada en los Anexos II y III (Gastos Recurrentes y Gastos no recurrentes). Asimismo, solicita que se envíe con idéntica apertura la proyección de gastos que correspondan a cambios en la estructura y en el organigrama, y menciona que los Anexos II a V deben seguir lo establecido en la Resolución ENARGAS 1903/2000.

También solicita que se detallen los Gastos Operativos del quinquenio de acuerdo con el ANEXO VI de la resolución ENARGAS N°1976/2000, aclarando que dicha proyección de gastos deberá encontrarse justificada mediante un análisis respaldatorio detallado de las tareas involucradas.

El 20 de octubre 2016 el ENARGAS recibe la nota AR/JR/GC/sc/2430 correspondiente a la actuación 35054 enviada por la Distribuidora en respuesta a la Nota ENRG/GDyE/GD/GAL/I

N°09223 donde se le solicitaba los gastos de operación y mantenimiento de las localidades abastecidas por GLP/GNC.

El 25 de octubre del 2016 La Licenciataria envía su nota AR/JR/GC/er/2463 que da origen a la actuación 35555/16 con la información desglosada en Gastos Recurrentes y No Recurrentes para la administración, comercialización y operativos, y demás temas solicitados en la nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/GD/GAL/I N°09269.

Con fecha 8/11/2016 la Gerencia GCER realiza su informe N°731/2016 RTI Gastos Recurrentes -Anexo II del requerimiento informativo. En ese informe se indica que la información base originalmente pedida a precios del agosto 2016 pasa a ser a octubre del mismo año. En su conclusión dictamina que no se ha dado cumplimiento a los lineamientos establecidos en la Nota ENRG/GDyE/GCER/GRGC/DG/GAL/I N°9269/16.

El 15/11/16 la Gerencia vuelve a realizar otro informe el GCER N°765/16 RTI - Gastos Recurrentes – Anexo II del Expediente ENRG N°29.800. en el cual en ENARGAS genera los cuadros comparativos y el Anexos H, II y IV resultantes de la correcta interpretación de lo solicitado.

El 21 de noviembre el ENARGAS le comunica a las Distribuidora con la Nota ENRG/GRCC N°10860 que envíe información sobre los gastos con un formato definido.

La respuesta de Camuzzi a la nota citada anteriormente se procede el 24/11/16 con su nota AR/JR/GC/er/2734 (actuación 38861/16).

Camuzzi pone en conocimiento de las gestiones realizadas con TGS enviando al ENARGAS el día 25/11/16 la nota AR/JR/GC/sc/2760 (actuación 39079/16) en la cual adjunta la nota enviada a la Transportista la AR/JR/GC/er/2732 del 23/11/16 donde rechaza la pretensión de TGS de contemplar dentro de la revisión tarifaria de la distribuidora los costos asociados a las ampliaciones de capacidad.

Con fecha 29/11/16 el ENARGAS envía una solicitud de información por el concepto de servidumbres, solicita se envíen las estimaciones de las erogaciones en este concepto previstas para el quinquenio 2017/2021.

En el informe N°821/2016 de la GCER, relacionado con RTI-Gastos Recurrentes- Anexo II del 5/12/2016 la Gerencia transcribe como Anexo A) la desagregación mensual de los rubros, correspondientes al Anexo II “Gastos Recurrentes” – Año 1- reexpresados al mes de octubre de 21016, adicionalmente incluye la comparativa del Anexo H de Gastos reexpresado y el proyectado por la Distribuidora.

El 14 de Diciembre la Distribuidora envía la nota AR/JR/DS/er/2908 solicitando una prórroga para responder la nota ENRG/GMAyAD/GAL N°11290 la cual termina efectivamente respondiendo el 30 de Diciembre del 2016 (Nota AR/JR/DS/er/3012, actuación 42440/16). En la información que se adjunta, la Licenciataria aclara que incluye las erogaciones del 100% de los convenios celebrados en concepto de servidumbres (independientemente si se encuentren vencidos o no) según la resolución 3562/15, más aproximadamente un 36% del valor estimado para el concepto anterior correspondientes a futuros convenios por servidumbres no regularizadas, más otro 30% en conceptos de regularización de servidumbres cuyos planos se realizaran el próximo quinquenio (incluye las servidumbres de las obras del plan de obras presentado). También aclara

que el porcentaje de cumplimiento de lo enviado estará en relación al reconocimiento que este concepto tenga en la tarifa.

En los pedidos de información solicitados por el ENARGAS no se exige que las licenciatarias informen los gastos de mantenimientos y de su estructura relacionado con un plan de mantenimiento que pueda ser auditado. No hay un desglose de la utilización de horas del personal que pueda ser asociados a tareas, en síntesis, no hay un documento que muestre que la carga horaria necesaria es consistente con las incorporaciones y con la estructura existente.

El 29 de Diciembre el ENARGAS le envía a Camuzzi Gas Pampeana la Nota ENRG/GRGC N°12440 solicitando mayor detalle de los gastos de comercialización a los efectos de salvar diferencias de la dotación, apertura de los conceptos de “Remuneración Bruta” según lo informado en respuesta a la ENRG/GRCC N°10860 partiendo de las remuneraciones brutas de convenio al 31/12/15, y que revise los gastos de comercializaciones de incorporaciones proyectadas más el envío de información de nuevas oficinas de atención al público, informando los detalles especificados.

La respuesta de Camuzzi Gas Pampeana a la Nota 12240 se realizó el día 6/01/17 con la nota AR/FFG/JR/er/0029, en la nota hace las aclaraciones pertinente y adjunta las planillas solicitadas del Anexo I.

En la misma fecha CGP envía la nota AR/JR/DS/er/0037 (actuación 660) adjuntando una rectificación del Anexo VI, derivada de las modificaciones del Anexo I.

El 9 de enero de 2017 la Gerencia de Medio Ambiente y Afectación al Dominio emite la nota ENRG/GMAyAD/GDyE N°0177 solicitando complementar la información enviada con la base de cálculo completa y otros detalles particulares.

El 10/01/17 en la Sede del ENARGAS se realiza una reunión entre representantes de varias Gerencias del Ente con los representantes de varios sectores de la Licenciataria con el objeto de definir el encuadre final por parte de la Licenciataria, del proceso informativo establecido que sea compatible con lo solicitado en las notas ENRG/GDyE/GT/GAL/I N°9569 y poder ajustar los criterios en lo atinente a los gastos recurrentes y no recurrentes de los anexos II y V.

El 11/01/2017 Camuzzi Gas Pampeana envía la nota AR/JR/DS/er 0061 (actuación 910) solicita una prórroga para poder responder a la nota ENRG/GMAyAD/GDyE N°0177.

El 16 de enero el ENARGAS emite la Nota ENRG/GD N°0388 indicado que por existir unos proyectos de normas en elaboración (como es el caso de la parte P de la NAG 100) cuya vigencia no tiene fecha definida, los gastos asociados a la misma deben ser excluidos.

Con la nota AR/JR/DS/er/0124 (actuación 1822) la Licenciataria envía la documentación correspondiente a las erogaciones por servidumbres.

El día 25/01/17 mediante su nota AR/JR/GC/Idm 0161 La licenciataria da respuesta a lo solicitado en la nota ENRG/GRGC N°10860 y lo acordado en el acta de la reunión del día 10/01/17 en la sede del ENARGAS.

En la nota acompaña nuevamente el Anexo I y el IV (Gastos Recurrentes por cambio de estructura) de la proyección de Gastos para el quinquenio.

Con la Nota AR/JR/GC/er 0172 (actuación 2655) del 27/1/17 la Licenciataria le entrega información correspondiente a la consolidación del Anexo II según los requerimientos del ENARGAS en sus distintas notas.

El 27/01/17 El ENARGAS confecciona su informe GCER 58/17 donde concluye que la Licenciataria no ha dado cumplimiento a los lineamientos establecido para la confección del Anexo II -Gastos Recurrentes, reiterando las mismas acciones que dieron origen a las observaciones del informe N°731/16 del 8/11/16.

Esa autoridad tomando la documentación enviada por la Licenciataria realiza ajustes detrayendo los montos de los conceptos mal interpretados por Camuzzi Gas Pampeana y presenta el Anexo II y los cuadros para que sean tenidos en cuenta para la revisión de tarifas.

El 30 de enero del 2017 mediante la Nota AR/JR/GS/sc/0177 (actuación 2789) CGP envía documentación referida a la proyección de Inversiones en Sistemas informáticos 2017-2021. Asimismo, el mismo día envía la Nota AR/JR/GS/er/183 adjuntando también documentación sobre reemplazos de equipos de informática y otras inversiones en el tema.

Con fecha 3/2/17 Camuzzi Gas Pampeana renvía la nota AR/JR/DS/er/0124 referida a las erogaciones por pago de servidumbres.

El 10/02/17 CPG envía la nota AR/JR/DS/er/236 entregando información complementaria a la nota de servidumbres ENRG/GMAy AD N° 0177. En la misma hay un plan de regularización de planos de varias obras existentes, cuya fecha de instalación van desde el 1995 al 2009.

El 16 de febrero el Enargas le otorga un plazo de 2 días para que la Licenciataria responda su nota ENRG/GDyE/GRGC/GD/GAL/I N°01264 donde solicita nuevamente que se le envíen las memorias de cálculos y detalle de precios y cantidades de la proyección de gastos.

Con fecha 17 del febrero de 2017 la Distribuidora envía dos notas, la primera AR/JR/GC/er 0369 con información complementaria que debería ser adjuntada con el resto de la información de la nota ENRG/GDyE/GCER/GD/GT/GRGC/GAL/I N°5050 y la segunda enviando información que fuera solicitada en la nota del 1/6/2016 ENRG/GDyE/GCER/GD/ GAL/I N°5083.

La nota AR/JR/GC/er/0402 del 21/02/17 (actuación 5153/17) envía información adicional en la cual hace ajustes y entrega soporte de los presupuestos.

En su nota AR/JR/sc/491 del 7/3/17 la Distribuidora aclara que los gastos de mano de obra del personal no fueron incluidos en los costos de los proyectos del Plan de inversión para el quinquenio. Aclara que los mismos se encuentran expuestos en el Anexo II de Gastos Recurrentes ya informados a esa Autoridad.

El 9/3/17 el ENARGAS mediante el informe GCER N°116/17 readecua la reexpresión efectuada en el informe GCER N°58/2017 en base a los nuevos lineamientos establecido por la intervención de ese Organismo, en lo atinente a la información contenida en el Anexo II – Gastos Recurrentes y su correlato respecto a los datos contables del ejercicio 2015.

En ese informe se vuelve a poner el criterio utilizado en cuanto a que la modificación de los montos se hace únicamente en aquellos rubros donde la discrepancia entre lo estimado por la Distribuidora o por el ENARGAS supera el 5%, para esos casos se adopta el menor de los montos que alguna de las partes haya estimado.

Menciona que se incorporan los gastos de operación de las compresoras que fueran informados por la Distribuidora el 19/01/17 van a ser considerados como un concepto a ser remunerado por la tarifa de Distribución.

En las conclusiones se transcriben los Cuadros comparativos entre la Licenciataria y la auditoría.

El informe técnico de la Gerencia GMAyAD N°21-2017, en la cual indica que no se dieron curso a las erogaciones propuestas por pago de períodos no prescriptos, anteriores al quinquenio 2017-2021, sólo se consideraron los gastos por mensuras de las obras nuevas a realizar y aquellas derivadas del cambio de la normativa de distancias de seguridad. Expresando que no se incluyen a los gastos que correspondían a las obras que ya fueron ejecutadas y excedían el período previsto en la Resolución ENARGAS N° I-3562/15.

En el informe DTI del 29/3/17 del ENARGAS se concluyen los gastos a ser reconocidos dentro de la Tarifa de Distribución, los mismos sufren una quita que van aproximadamente desde el 45% al 64% en algunos rubros.

En el informe de la GRGC N°18/2017 se hace mención de unas discrepancias y a la metodología utilizada, concluyendo con un nuevo Anexo IV-Gastos Recurrentes período 2017-2021.

La Gerencia de distribución del ENARGAS presenta dos memorandum el GDN° 41/17 en donde trata el tema de gas no contabilizado de todas las distribuidoras y finaliza adoptando unos valores de GNNC para los años del quinquenio, y el GD N° 43/17 haciendo referencia a los Gastos Operativos “Anexos III, IV y V” para el quinquenio, y en particular para Camuzzi Gas Pampeana elabora el informe GD81/2017.

En su conclusión establece que hay una correlación entre las tareas de operación y mantenimiento inherentes a la prestación del servicio.

En el informe GDyE/GD/114/17 se concluye que se deben aprobar los costos de transporte de GLP, GNC y GNP, y aplicar las tarifas de distribución propuestas para las redes abastecidas con GLP vaporizado.

En el informe GDyE N°67/17 informa que en función del análisis realizado acerca de los Gastos de Administración esa Gerencia estima que corresponde considerar para la revisión tarifaria los gastos detallados en el cuadro 1.

Finalmente se dictamina sobre los gastos de Cobranzas, Primas de Seguros, y la Tasa de Fiscalización y Control.

45.1. CONCLUSIONES

Se observa del análisis detallado del expediente una constante falta de precisión en la información brindada por la Distribuidora respecto a los requerimientos del ente regulador, falta de entrega de cálculos que soporten las estimaciones, falta de datos que fueran solicitados, los cuales fueron siendo subsanados mediante reiterados pedidos por parte de Enargas, auditorías in situ, y análisis internos de las estimaciones proporcionadas por la licenciataria.

Asimismo, tampoco se ha encontrado en el expediente un plan de operación y mantenimiento con personal asociado a tareas y su carga horaria, que permita verificar la razonabilidad de los gastos de mantenimiento y de estructura.

46. ANALISIS DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PRESENTADOS POR TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR SA

46.1. ANALISIS DEL EXPEDIENTE

Con el objeto de solicitar a las licenciatarias el envío de documentación el ENARGAS emite su Nota ENRG/GDyE/GT/GCER/GAL/I N°05066/16, el 1 de Junio de 2016, en la cual establece que la información sobre la apertura de los gastos de los cuadros contables deberá responder a los lineamientos de la Resolución N°1660/2000 contable sobre los gastos y a los esquemas definidos en los Anexos que se adjuntaban en la Nota y que se encontraban disponibles en el SARI.

En esa misma fecha el ENARGAS emite la nota ENRG/GDyE/GT/GCER/GAL/I N°05047/16, solicitando que se remita información sobre el Organigrama y Remuneraciones del personal y la nota ENRG/GDyE/GT/GCER/GAL/I N°05042/16, en donde requiere que se le envíe la información relativa a la Descripción del Sistema para la prestación del servicio.

Los puntos solicitados en cuanto a la información del sistema son:

- Equipamientos, maquinarias y herramental.
- Flota de vehículos
- Trabajos contratados a terceros
- Descripción de las instalaciones:
 - i. Líneas de transmisión
 - ii. Instalaciones de superficie
 - iii. Plantas Reguladoras y Plantas compresoras
 - iv. Instalaciones complementarias.
 - v. líneas de distribución y servicios.
 - vi. Detalle del parque de medidores, anticuado por año de instalación.
- Detalle de actividades no reguladas.

Para la contestación de la mayoría de los puntos de mencionados en ambas notas se les remite un formato adjunto en los Anexos y aclara que los mismos se encuentran disponibles en formato digital en el sistema automatizado de remisión de información SARI, a excepción de los puntos donde solicita información de obras contratadas por terceros y el detalle de las actividades no reguladas que realiza la Licenciataria donde define lineamientos generales.

En la respuesta de la Licenciataria realizada con la nota DAL/GEAR/DAF N°738/16 sobre los gastos menciona que la información enviada no debería ser considerada como para tomar el nivel de gastos del quinquenio, en su nota afirma *“cabe destacar la preocupación que genera que la información de los años solicitados sea utilizada para trazar el nivel de gastos del quinquenio 2017/2021, todo ello por las condiciones de restricción económica en la que tuvo que operar la compañía en los años 2012 a 2015..... , por no ser reflejo adecuado de los niveles de gastos esperados en el quinquenio 2017/2021.”*

En la nota DAL/GEARI/RRHH N°824/16 TGS envía al ENARGAS la documentación referida al organigrama y las remuneraciones.

En el apartado B de la misma nota TGS explica que hay sectores dedicados íntegramente a la actividad regulada de transporte, habiendo otros sectores cuya dotación comparte o alterna su desempeño en actividades de áreas reguladas y no reguladas. Para éstas últimas TGS pondera su especificidad mediante coeficientes de asignación. En los documentos del expediente 29.532 no se pueden observar un soporte que justifique esa ponderación.

Otro concepto que se vuelve a dejar expresamente aclarado al igual que en la nota DAL/GEARI/DAF N°738/16 en cuanto a la utilización de los datos registrados en el periodo solicitado para el armado de las previsiones para el quinquenio, mencionando *“cabe ratificar lo expresado en nuestra Nota DAL/GEARI/DAF N°738/16 y por lo tanto que los niveles remunerativos informados y que surgen de la contabilidad registrada, no pueden bajo ningún aspecto ser proyectados para el quinquenio 2017/2021, dado que por diferentes motivos no son un reflejo adecuado de los niveles de gastos esperados para ese período”*.

Con fecha 1/06/2016 la Licenciataria envía información sobre la descripción de los sistemas para la prestación del servicio y realiza una serie de comentarios en la nota que pueden ser considerados, aclaratorios y/o modificatorios de lo oportunamente solicitado en la nota ENRG/GDyE/GT/GCER/GAL/I N°05042/16.

Según lo expuesto por TGS la base de datos disponible no le permite desagregar la información en cuanto su periodicidad /naturaleza del contrato, aclarando que envía la información que se encuentra a disposición.

La nota hace mención a la entrega de la documentación de *“i) las líneas de transmisión, ii) plantas compresoras, iii) instalaciones de superficie, iv) bases de mantenimiento y v) copia de los contratos de O&M de gasoductos de terceros en CD que no corresponden a la actividad regulada de transporte....”*. La Licenciataria indica que no acompaña la información desagregada por subzona tarifaria, indicando que los motivos fueron expuestos en la Nota DAL/GEARI/DAF/ N°694/16, que no se encuentra en el expediente 29532.

Respecto a la contratación de trabajos y servicios con terceros cuya información fuera remitida no debería ser utilizada para hacer las estimaciones del quinquenio, sino que éstas deberían estar en línea con lo que informen las Licenciatarias sobre las bases de dotación y O&M necesarios para afrontar los períodos venideros.

Por distintos medios la licenciataria envía documentación complementaria, detalles y aclaraciones de consultas realizadas ya sea vía mail, reuniones o pedidos por Nota.

Los informes gerenciales GCER 656/2016 y GCER 697/2016 confirman la consolidación de documentación y determinan una serie de cuadros con los números definitivos que deben ser considerados en el cálculo.

Con fecha 4/10/2016 el Enargas envía a la transportadora la nota ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°9257/16 solicitando información adicional y complementaria a la enviada. En esta nota solicita a la Licenciataria que remita la proyección de gastos de estructura y organigrama actual de la actividad regulada para el quinquenio 2017/2021, con periodicidad mensual, a valores de agosto del 2016. La nota hace referencia al formato en la cual debe ser entregada la información y define los gastos que tienen que ser considerados como recurrentes y no recurrentes. La Nota incluye el pedido de la proyección de gastos operativos del quinquenio, indicando *“Dicha proyección deberá encontrarse respaldada y justificada mediante un análisis detallado de las tareas*

involucradas en cada ítem, incluyéndose las cantidades físicas a ejecutar en un cada una de ellas, en caso de corresponder.”

En su respuesta de fecha 21/10/2016 DAL/GEARI N°1307/16, la Licenciataria envía la documentación con el desglose solicitado.

El 24/10/2016, Enargas realiza una auditoria en las oficinas de TGS donde se labra un acta indicando que se pusieron a disposición del ente regulador: a) Memoria descriptiva (papeles de trabajo) de la proyección de gastos y b) Informe técnico (impacto de salida de servicio de turbocompresores en abastecimiento de la demanda). Se indica además en esa acta que la presentación realizada a través de la nota DAL/GEARI N°1307 no se adecua a lo requerido en la nota de Enargas N°9257 del 4/10/2016.

El 27/10/2016, Enargas le envía a la Licenciataria la Nota ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL N°9946 comunicando que la información requerida en la nota N°9257 de ese organismo no había sido respondida siguiendo los lineamientos solicitados. TGS sostiene que respondió a todos los detalles solicitados a los auditores.

No obstante, el 4/11/2016 la Licenciataria entrega una nueva presentación complementaria mediante su nota y DAL/GEARI N°1351 indicando que a su criterio la información enviada se encuentra dentro de los lineamientos solicitados.

El 8/11/2016 mediante el Informe GCER 734 se informa que la información remitida por la Licenciataria continua con una serie de desvíos los cuales se mencionan a continuación:

1. Se verifico que existen diferencias entre el cuadro de gastos del Anexo H del Balance cerrado al 31/12/2015 y la información remitida cada año por la Transportista, según se expone en Cuadro adjunto.
2. La Transportista incluyó en el Anexo II el incremento de estructura, considerando nuevo personal y nuevas tareas, cuando el mismo debería incluirse en el Anexo IV – Incremento de Estructura.
3. En relación al relevamiento de reexpresión de precios a agosto 2016, la Transportista ajustó los rubros considerando un criterio que determinó estimando un porcentaje denominado inflación el cual asciendo a 50.3%, que no corresponde a un Índice de Precio Oficial, ni tampoco se informó el origen del índice.
4. El rubro Remuneraciones y Cargas Sociales, fue proyectado al mes de diciembre de 2016 considerando los acuerdos salariales vigentes a agosto de 2016 más un índice de re-expresión a diciembre de 2016 y el cambio de estructura incluido en la presentación, motivo por el cual no se pudo verificar la consistencia del monto informado.
5. Existe una limitación al alcance en lo atinente al cálculo de las operaciones matemáticas, debido a que TGS re-expresó los gastos considerando una base distinta a lo indicado en la NOTA ENRG/GDyE/GCER/CT/GAL/I N°9257/16 y un coeficiente que no se puede contrastar con relación a precios de agosto de 2016 ni a un índice de precio oficial.
6. La Licenciataria incluyó en la proyección de gastos del año 2017 conceptos no computables.

Con estas observaciones el ENARGAS afirma que la información suministrada no da cumplimiento a lo establecido en la NOTA ENRG/GDyE/GCER/CT/GAL/I N°9257/16.

En los pedidos de información solicitados por el ENARGAS no se exige que las licenciatarias informen los gastos de mantenimientos y de su estructura relacionado con un plan de mantenimiento que pueda ser auditado. No hay un desglose de la utilización de horas del personal que pueda ser asociados a tareas, en síntesis, no hay un documento que muestre que la carga horaria necesaria es consistente con las incorporaciones y con la estructura existente.

Respecto a las incorporaciones de personal la Transportista solo enuncia una serie conceptos como *“se completan las plantillas actuales de personal de base; la mayor actividad en el mantenimiento de los equipos TTCC; el plan de inversiones previstos para el quinquenio hace necesario contar con Ingenieros “* pero dado que no está disponible un plan de mantenimiento/trabajo que relacione los recursos con las tareas no se puede determinar la necesidad de incorporaciones al plantel actual o si el numero propuesto es suficiente, en síntesis, no se visualiza en la documentación entregada por la Licenciataria que los recursos disponibles o futuros estén acordes a las necesidades de la empresa.

El 29/11/2016, el Enargas le envía a la Licenciataria la Nota ENRG/GAyAD/GAL N°11284 para que remitan información respecto del monto y cantidad de los convenios de servidumbres previstos para el quinquenio y solicita se especifique si los acuerdos realizado se basan en la normativa Enargas o se realizaron a título transaccional.

El 13/12/2016 TGS envía la nota DAL/GEARI N°1462/16 donde adjunta varios anexos que darían soporte a los presupuestos de las obras planteadas. En particular, si bien hay soportes de OC anteriores, no hay un detalle en cuanto a la forma de actualizar el precio hasta la fecha base tomada.

En cuanto a los presupuestos que soportan las distintas compras se puede ver en el folio 509 a 513 un documento que soportaría la compra de un caño de Ø24” espesor 14.3mm X70 PSL2 revestido, que contiene la descripción, pero no se encuentra el precio de la cañería.

Para el armado del presupuesto de inspección interna ILI EMAT si bien se menciona que esta soportado por dos O.C en la documentación adjunta correspondiente sólo se puede ver un pedido de agosto del 2016 en dólares americanos (la O.C 4500071853), y se observa que el precio utilizado para armar el presupuesto es un 16% mayor a valor cotizado sin bonificaciones, diferencia que se incrementaría aún más si para la estimación del presupuesto se toma en consideración el descuento del 13% que realizó el proveedor del servicio.

Con fecha 19/12/2016 la licenciataria envía la nota DAL/GEARI N°1495/16 con información sobre los montos de servidumbres solicitados por el ENARGAS.

En su Nota DAL/GEARI N°1511/16 la licenciataria envía información complementaria en función de los informes GCER N°565/2016 y 597/2016.

En la nota se da aclaración a algunos puntos y ratifica su posición sobre la necesidad de incluir algunos conceptos como las horas extras incluidas en las remuneraciones, justificando su existencia en la naturaleza intrínseca del trabajo durante los meses de verano.

En la Nota la Licenciataria envía un detalle de mayor alcance de Gastos Recurrentes y No Recurrentes, Incremento de Personal e Inversiones reclasificadas a gastos.

Agrega un listado con un desglose de los conceptos y los montos incrementales respecto al presupuesto base (2015 actualizado). Los montos más importantes que forman parte de ese listado se deben a mayor alcance de gastos recurrentes principalmente en Capacitación y un

plan de pensión para empleados de TGS (*Programa de cobertura social discontinuado, que comprende la baja del haber jubilatorio*), a O&M con la inclusión de trabajos para detectar un nuevo tipo de amenaza, y a *“mayor alcance de contratos de obras, mantenimiento de rodados y mantenimientos por terceros de maquinaria”*.

Con fecha 6/01/2017 se celebra una reunión con personal de TGS a los efectos que exista una concordancia de los datos enviados por TGS y los solicitados en la Nota ENRG/GDyE/GCER/GRCC/GAL/I N°9257/16.

El 9/01/2017 el ENARGAS emite la nota ENRG/GMAy AD/GDyE N°00174, solicitando completar información sobre erogaciones en concepto de servidumbre para el quinquenio y que envíen la base de cálculo.

El 12/01/2017 TGS responde en su Nota DAL/GEARI/DAF N°37/17 información complementaria solicitada en la Nota ENRG/GMAy AD/GDyE N°00174.

El 16/01/2017 TGS responde con su Nota DAL/GEARI/DAF N°70/17 enviando la información que fuera solicitada en la reunión realizada en el ENARGAS el día 6/01/17.

El 23/01/2017 La Licenciataria envía documentación aclaratoria (Nota DAL/GEARI/DAF N°94/17) detallando los lugares donde se llevarán a cabo los trabajos de relevamiento de las instalaciones mediante ensayos no destructivos, los caños camisas a ser intervenidos y los tramos en donde es necesario restituir la tapada (en este último caso no hay aclaración sobre las cantidades que tienen que ser restituidas que permitan cuantificar la obra).

El 27/01/17 el ENARGAS a través de su informe GCERN°52/2017 expresa los desvíos que incurre la Licenciataria a los solicitados en su nota del 4/10/2016 ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°09257 y ajusta la información que puede ser adecuada generando nuevas planillas que formarán parte del estudio de la revisión quinquenal de tarifas

En la Nota DAL/GEARI/DAF N° 103 del 26 de enero del 2017, TGS envía información complementaria, haciendo mención a otras notas emitidas por la Licenciataria donde comunica que ha remitido información referida a la conciliación del presupuesto de gastos en relación con la disposición en que se expone la información en el ANEXO H de los estados contables, y menciona que en su presentación del 16/01/17 ha cumplimentado lo solicitado en la nota del ENRG N°09257 del 4/10/16.

El pedido de información por parte del ENARGAS continua con su nota ENRG/GDyE/GCER/GT/GAL/I N°1294 del 17/02/17, e intima a la Licenciataria con un plazo de dos días improrrogable a que envíe la información relacionada con la memoria de cálculo y detalle de precios y cantidades de la proyección de gastos.

El 21/02/2017 TGS envía 5 notas, la DAL/GEARI N°181,184,192,194 adjuntando gran cantidad de información complementaria.

A partir de la fecha 20/03/2017 el ENARGAS comienza a emitir distintos informes respecto a la aceptación de la documentación /información enviada por la Licenciataria para que forme parte de la evaluación en la revisión quinquenal de tarifas.

46.2. CONCLUSIONES

De la misma manera que para la distribuidora Camuzzi Gas Pampeana, se observa del análisis detallado del expediente una constante falta de precisión en la información brindada por la Transportadora respecto a los requerimientos del ente regulador, falta de entrega de cálculos que soporten las estimaciones, falta de datos que fueran solicitados, los cuales fueron siendo subsanados mediante reiterados pedidos por parte de Enargas, auditorias in situ, y análisis internos de las estimaciones proporcionadas por la licenciataria.

Asimismo, tampoco se ha encontrado en el expediente un plan de operación y mantenimiento con personal y equipos asociado a tareas y su carga horaria, que permita verificar la razonabilidad de los gastos de mantenimiento y de estructura.