



**TRANSPORTADORA
DE GAS DEL NORTE S.A.**

Buenos Aires, 30 de noviembre de 2016

**Ref.: RTI – Audiencia Pública del 06/12/16
Informe previsto en el art. 2° del
"Procedimiento de Audiencias Públicas",
segunda parte.**

Sr. Interventor del Ente
Nacional Regulador del Gas
Sr. David José Tezanos González
S _____ / _____ D

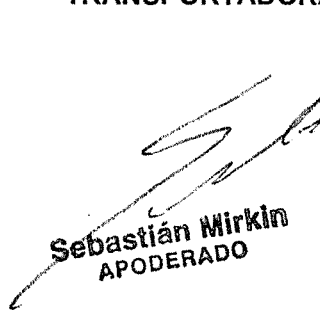
Señor Interventor:

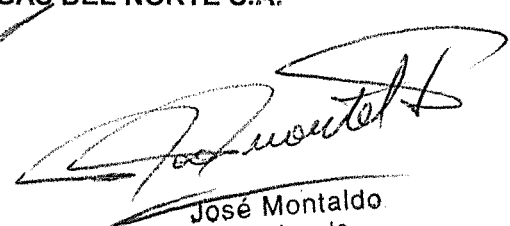
Nos dirigimos a Usted en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI), y en virtud de la Audiencia Pública a realizarse el próximo 6 de diciembre de 2016 en la ciudad de Santa Fe, a los fines de adicionar información a la ya presentada el pasado 22 de noviembre, para complementar el Informe previsto en el Art. 2° del "Procedimiento de Audiencias Públicas" según Res. ENARGAS 4089/16.

TGN formula la más amplia reserva para complementar este INFORME durante el plazo habilitado a tal fin.

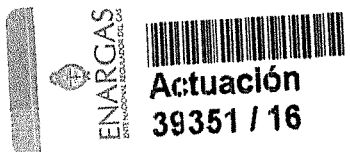
Sin otro particular, lo saludamos atentamente.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.


Sebastián Mirkin
APODERADO


José Montaldo
Apoderado

Adjunto: Informe Audiencia Pública RTI 2016 - Segunda parte – complementaria del informe presentado el 22 de noviembre de 2016. (Total 223 pág. - incluye cuerpo principal de 23 pág. y sus anexos (200 pág.))



16 NOV 30 11:00

TGN-1059-2016-GAIR



**TRANSPORTADORA
DE GAS DEL NORTE S.A.**

INFORME AUDIENCIA PÚBLICA RTI 2016

SEGUNDA PARTE – COMPLEMENTARIA DEL INFORME PRESENTADO EL 22 DE NOVIEMBRE DE 2016

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

INDICE

- I. Introducción
- II. Base de Capital Regulatoria
- III. Costo de Capital
- IV. Expansiones organizadas por el Estado Nacional
- V. Obras de expansión
- VI. Cuadros Tarifarios propuestos
- VII. Mecanismo de adecuación semestral de la tarifa
- VIII. Conclusiones y Solicitud

Anexos

- Anexo 1. Revisión Tarifaria Integral 2016 – Tratamiento de la Base Tarifaria.
- Anexo 2. Nota TGN-1058-2016-GECOM mediante la que se envió el informe "Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios Para la Prestación del Servicio Público de Transporte de Gas por parte de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A."
- Anexo 3. Informe "Propuesta del Costo de Capital para la Actividad de Transporte de gas en Argentina en el marco del proceso de la Revisión Tarifaria Integral (RTI)" de RG Consultores Energía y Regulación
- Anexo 4. Nota ENRG 10666/2016 con informe "Lineamientos para la determinación del costo de capital de licenciatarias de distribución y transporte de gas natural en Argentina" (Delta Finanzas S.A.)
- Anexo 5. Nota TGN-1057-2016-GECOM (Plan de inversiones de expansión del Sistema TGN)
- Anexo 6. Nota TGN-1049-2016-GECOM (Proyección de Demanda)


José Montaldo
Transportadora de Gas del Norte S.A.

l) Introducción.

Este informe (el "INFORME 2") es la continuación del INFORME AUDIENCIA PÚBLICA RTI 2016 (el "INFORME 1") presentado por TGN al ENARGAS el pasado 22 de noviembre.

En el mencionado INFORME 1 se desarrolló la Metodología de cálculo de tarifas y se presentaron las proyecciones de gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización para el quinquenio 2017-2022, como así también el Plan de Obras para igual período.

Así, se expresó que el objetivo de la Metodología es agregar el total de costos e inversiones necesarios y suficientes para la prestación del servicio de transporte de gas natural de acuerdo a las condiciones establecidas en el marco regulatorio. En este INFORME 2 se desarrollarán los capítulos relacionados a otros elementos necesarios para el cálculo de los cuadros tarifarios propuestos que regirán a partir de abril de 2017, como son:

- a) la Base de Capital Regulatoria y
- b) el Costo de Capital

El INFORME 2 incluye, asimismo, la presentación de un Plan de Obras de Expansión, definido por esta Licenciataria para determinados escenarios incrementales de ampliación de la capacidad de transporte, y que deberán ser remunerados mediante un Factor K a calcular e implementar oportunamente.

Como parte del restablecimiento del marco regulatorio y habida cuenta de los altos niveles inflacionarios de los años recientes y expectativas para el futuro inmediato, el INFORME 2 también incluye una propuesta de mecanismo de adecuación semestral de tarifas y las conclusiones y solicitud que esta Licenciataria formula a la Autoridad de Aplicación (ENARGAS).



Ing. José Montaldo
Aprobado
Transmisionero de Gas del Norte S.A.

II) Base de Capital Regulatoria (Base Tarifaria)

Se trata, junto con las proyecciones de los flujos de gastos de operación y mantenimiento y de inversiones y la tasa de rentabilidad a reconocer, de uno de los elementos que intervienen en el cálculo de los márgenes de transporte.

La Base Tarifaria representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio.

A efectos de calcular la Base Tarifaria existen dos métodos reconocidos internacionalmente, (i) la evaluación como activo financiero o contable y (ii) la evaluación como activo físico. En el Anexo 1. RTI 2016 – Tratamiento de la Base Tarifaria (Dr. Ing. Raúl Bertero), se presenta un informe técnico que desarrolla ambas metodologías en extenso.

Estas dos metodologías fueron receptadas por las autoridades desde la firma del Acuerdo Transitorio de fecha 24 de febrero de 2016, en cuyo apartado 1.7 -Base de Capital y Tasa de Rentabilidad-- se define que *“como criterio general la Base de Capital de la Licenciataria se determinará tomando en cuenta los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público y para su valuación 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 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 valuación técnica el ENARGAS se valdría del trabajo de un consultor experto en la materia. El mismo Acuerdo Transitorio menciona que *“todas las valuaciones de los bienes referidos se efectuarán en moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación de 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 mantenimiento de la infraestructura necesaria para garantizar la sustentabilidad y desarrollo del servicio en forma justa y razonable”*.

En cumplimiento de lo previsto en el Acuerdo Transitorio, TGN procedió a contratar al consultor experto seleccionado por el ENARGAS al cabo de un proceso licitatorio, que tendría a cargo la realización de una auditoría técnica y económica de los bienes necesarios para la prestación del servicio público de transporte de gas natural. Dicho trabajo comprendería:

- 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 del conservación de los mismos, a los efectos de su comparación con la información contable auditada y el consiguiente análisis de razonabilidad del valor asignado a la base de capital.

El informe del consultor denominado "Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios Para la Prestación del Servicio Público de Transporte de Gas por parte de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A." se envió al ENARGAS mediante nota TGN-1058-2016-GECOM la que se adjunta como Anexo 2.

En dicho informe, el consultor presenta los valores de Base Tarifaria calculados según los dos criterios mencionados y que resultan como muestra el cuadro que sigue:

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

Activo	Valor de Reposición [en USD millones]	Valor de Reposición Depreciado [en USD millones]	VR Contable Actualizado (*) [en USD millones]	Relación VR Contable / VR Depreciado
Gasoducto	5.700	2.994	979	3,06
Plantas Compresoras	1.145	314	233	1,35
Resto de activos	760	367	63	5,83
TOTAL	7.605	3.675	1.275	2,88

(*) Equivale a \$ 16.620 millones, a Tipo de Cambio 13,04 al 31/12/15 según Capítulo III – Anexo III, columna Total 1992-2015, del Informe mencionado en Anexo 2. A efectos comparativos no incluye Capital de Trabajo, Materiales, Stock de Gas ni Obras en Curso.

Esta Licenciataria entiende que el camino que debe seguirse para el cálculo de la Base Tarifaria es el de la perspectiva del Activo Físico (método del Valor Técnico Residual) por cuanto:

- Representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio público, en función a su capacidad productiva en las condiciones de uso y desgaste actual, independientemente que se trate o no de bienes especializados
- Orienta a mantener en el tiempo la capacidad de producción de dichos activos
- Permite ajustar la Base de Capital teniendo en cuenta la obsolescencia técnica de los bienes
- Permite que las tarifas reflejen los verdaderos costos económicos de la prestación del servicio
- Provee los instrumentos necesarios para que la tarifa permita incentivar las inversiones necesarias para mejorar la infraestructura del sistema de transporte de gas natural.

g. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

No obstante esto y atendiendo:

- a) la significativa distancia que hay entre los valores que arroja la Base de Capital según sea el criterio de valuación adoptado y el consecuente impacto sobre la tarifa final del gas natural, y
- b) que las inversiones de expansión en el sistema de transporte de gas pueden ser tratadas y remuneradas separadamente,

a efectos del cálculo de los ingresos necesarios, la Base de Capital a utilizar es la basada en la perspectiva del Activo Financiero y resulta en los siguientes valores:

	Valor al 30-9-16 [miles de Pesos]
VR Base de Capital actualizada	20.029.720
Materiales	116.787
Capital de Trabajo	53.380
Stock de Gas	54.054
Obras en Curso	234.180
TOTAL BASE DE CAPITAL	20.488.121

Esta Base de Capital, que deriva de valores contables, fue actualizada considerando Indices de Precios Oficiales Locales representativos de la variación de los precios de la economía. Ver al respecto el Capítulo III "Determinación de la Base de Capital", del Informe mencionado en Anexo 2.

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

III) Costo de Capital

La Ley del Gas 24076 establece en su artículo 38 que los servicios prestados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas que se ajusten a diferentes principios, indicando en el apartado a) del mismo que deberá *“proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y **una rentabilidad razonable**”*

A los efectos de calcular la tasa de rentabilidad a reconocer, habitualmente se utiliza la metodología del Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC según la más común sigla en inglés).

TGN encomendó a la consultora RG Consultores Energía y Regulación la realización de un cálculo independiente de cuál es en la actualidad el costo del capital en Argentina para la actividad de transporte de gas, siendo el costo calculado por el consultor de 12,59% anual. Ver Anexo 3 con el informe completo

Por su parte, y posteriormente, el ENARGAS contrató a la firma Delta Finanzas S.A. para que calcule el costo del capital (WACC) para las empresas de transporte y distribución de gas. El valor calculado por estos consultores como costo del capital para las empresas de transporte de gas para la RTI 2016 es de 8,99% anual. Ver Anexo 4 con el informe completo.

El cálculo del Costo de Capital involucra una cantidad importante de variables (como puede verse en ambos informes) que tienen un margen de subjetividad que explica la diferencia entre ambos trabajos.

A efectos de no plantear una discusión sobre el valor correcto de cada una de estas variables pero corrigiendo en el informe de Delta Finanzas S.A. aquellos temas que son claramente incorrectos, TGN propone un costo de Capital para la RTI2016 de 9,49% anual según se explica a continuación.

Comentarios de TGN al informe de Delta Finanzas:

G. José Montalvo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

Riesgo Regulatorio. En el informe realizado por Delta Finanzas a pedido del ENARGAS, se expone la necesidad de incorporar al cálculo del retorno sobre el capital un componente basado en las diferencias existentes en los sistemas regulatorios de la industria gasífera internacional: Precio Máximo (Price Cap) y Tasa de Rendimiento (Rate of Return). Dicha valuación del riesgo regulatorio es realizada en base a un trabajo de Azicri¹, en el cual se propone ajustar los coeficientes Beta² de las compañías por un rango de coeficientes de entre 0.20 y 0.30. La propuesta de Azicri se sustenta en el trabajo realizado por Alexander, Mayer y Weeds (1996) que procura medir el diferencial existente entre los coeficientes Betas de activos de empresas reguladas por los distintos métodos.

Es de destacar que dicha prima por riesgo regulatorio es adicionada al Beta y por lo tanto al retorno sobre el capital propio, resultando, entonces, incorporada solo al costo de una de las fuentes de financiamiento que posee la compañía. En lo que respecta al costo de la deuda, el informe de Delta Finanzas expone que el costo de la deuda de la empresa (K_d) será determinado por:

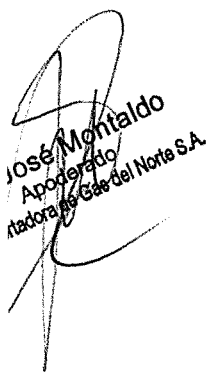
$$K_d = \text{YTM promedio de deuda emitida por una muestra de utilities en USA} + \text{promedio de EMBI+ Argentina}$$

Así como debería ajustarse el retorno requerido por el accionista por riesgo regulatorio, también es necesario proceder de la misma manera con el costo de la deuda ya que ambos en definitiva están expuestos al mismo riesgo. En Argentina, quedó demostrado que el riesgo regulatorio existe y afecta a los acreedores financieros cuando, como resultado de congelamientos tarifarios, la mayoría de las compañías prestadoras de servicios públicos no pudieron hacer frente a sus obligaciones financieras.

Esta situación generó para las empresas de la industria la necesidad de convalidar tasas de financiamiento más elevadas que las vigentes en el mercado a los fines de llevar a cabo las actividades necesarias para la prestación del servicio público en condiciones seguras.

¹ Azicri, Andrés. Determinación del costo de capital para la industria del gas en la Argentina

² El coeficiente Beta es una medida de la sensibilidad del rendimiento de un título respecto a las variaciones en el rendimiento de mercado. Este coeficiente es parte del cálculo del retorno requerido por los accionistas de una compañía


José Montaldo
Apoderado
ntadora del Gas del Norte S.A.

Cabe aclarar que la estimación realizada por Azicri se basa en el normal desarrollo y cumplimiento del marco regulatorio, situación que no ocurrió en Argentina durante los últimos 15 años donde no se aplicaron las revisiones tarifarias previstas en la ley. La historia argentina demuestra que situaciones de suspensión de revisiones tarifarias tienen una probabilidad de ocurrencia cierta y positiva que debe ser considerada al momento de tomar decisiones de inversión. El riesgo regulatorio existe y debe ser incorporado como una prima en el costo del capital del accionista y también de la deuda.

Considerando la historia de incumplimiento del marco regulatorio, es esperable que los mercados financieros penalicen a la compañía al momento de tomar deuda.

Por lo expuesto, TGN considera que la metodología utilizada para calcular el costo de deuda (K_d) debería incorporar una prima de riesgo de al menos 1% por sistema regulatorio.

Estructura de Capital. La estructura de capital permite conocer la participación que tienen tanto el capital propio como el de terceros en la financiación de los activos de las empresas. A la hora de determinar el costo de capital es necesario definir este parámetro, y para ello existen dos posibles criterios: utilizar la estructura de capital actual o considerar una estructura óptima.

Es importante distinguir que la estructura óptima es aquella que permite minimizar el costo de capital, considerando para su definición los riesgos propios del negocio y el rendimiento exigido por terceros. Si bien en la mayoría de las empresas esta estructura no se corresponde con la actual, es importante definirla como un índice de apalancamiento objetivo.

Asimismo cabe resaltar, que dicha estructura de capital elegida debe ser consistente con la situación actual de la empresa y que por lo tanto no se diferencie demasiado de aquella estructura promedio observada para la industria. En la práctica, es habitual la utilización de una estructura de capital objetivo para el cálculo del costo de capital.

A su vez existen dos formas de calcular el índice de apalancamiento óptimo: por determinación endógena o mediante un benchmarking financiero. De acuerdo al primer enfoque, el porcentaje óptimo de participación de la deuda está determinado por los niveles de cobertura de intereses que posee cada

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

empresa. El segundo método es el más utilizado por los entes reguladores y consiste en utilizar como parámetro los datos reales de otras empresas nacionales o internacionales comparables.

Cabe resaltar, que la situación de inestabilidad macroeconómica que enfrentó la Argentina en los últimos años hace que los ratios de endeudamiento que poseen hoy las licenciatarias sean más resultado de las circunstancias relacionadas con el acceso a mercados y congelamiento de tarifas que de un ratio objetivo propuesto. También es importante mencionar dado el historial de defaults que se verificó en la mayoría de las compañías de servicios, que difícilmente los acreedores estén dispuestos a tolerar niveles de apalancamiento elevados, al menos a tasas razonables. Por estos motivos, el benchmark internacional de niveles de apalancamiento para empresas del mismo sector no funciona hoy como un objetivo para Argentina.

TGN considera que el nivel de apalancamiento propuesto por Delta Finanzas para las empresas transportadoras de gas es muy elevado en relación a los niveles de deuda obtenibles por las licenciatarias a un costo razonable. La búsqueda de esos mayores niveles de endeudamiento implicarían para la compañía y sus acreedores un mayor nivel de riesgo y esto se traduciría en una mayor tasa de interés. Este mayor costo del endeudamiento, sin embargo, no está contemplado en los cálculos de Delta Finanzas el cual asume más deuda a las mismas tasas, lo cual es falaz. Asimismo, obligar a TGN a endeudarse a mayores tasas implicaría que la compañía necesitaría un mayor nivel de tarifa para hacer frente a este costo.

Por este motivo, TGN propone considerar para el cálculo de la tasa WACC una estructura de capital compuesta en un 25% por deuda y un 75% por capital propio.

El resumen de los cálculos alternativos y resultados se detalla a continuación:

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

	Delta Finanzas	RG Consultores	TGN
BETA desapalancado comparable	0,40	0,42	0,40
Riesgo adicional por marco regulatorio	0,28	0,25	0,28
BETA desapalancado calculado	0,68	0,67	0,68
Tasa Libre de Riesgo	3,02%	3,00%	3,02%
Prima de riesgo	6,18%	8,41%	6,18%
Riego país	5,01%	6,86%	5,01%
Kd	9,29%	10,86%	10,29%
D/(D+E) - Target	35,00%	20,00%	25,00%
E/(D+E) - Target	65,00%	80,00%	75,00%
Beta apalancada ajustada por riesgo regulatorio	0,92	0,77	0,83
IIGG	35,00%	35,00%	35,00%
Inflación USA	1,86%	1,69%	1,86%
WACC Real AR\$	8,99%	12,59%	9,49%


 Ing. José Montaldo
 Apoderado
 Transportadora de Gas del Norte S.A.

IV) Expansiones organizadas por el Estado Nacional.

Mientras la empresa tuvo condiciones que le permitieron desarrollarse y crecer, entre los años 1992 y 2001, construyó 1.240 Km de gasoductos e incorporó 142 mil HP en potencia adicional. Estas inversiones fueron financiadas con reinversión de utilidades y con deuda de largo plazo, como es típico en empresas capital intensivas.

A partir de 2002, sin embargo, el congelamiento tarifario hizo inviable a TGN la financiación de las expansiones del sistema de transporte, por lo cual los nuevos incrementos de capacidad del sistema se estructuraron a través de esquemas de fideicomisos, en su mayor parte organizados y administrados por el Estado Nacional³, que se financiaron mediante cargos tarifarios que superaban ampliamente la tarifa percibida por TGN.

Fideicomiso de expansión 2005: En 2004, el Estado Nacional requirió la participación de TGN en su condición de licenciataria y de otras sociedades en su carácter de inversoras a fin de encarar la expansión del sistema de transporte por 1,8 millones de m³/día de gas en el gasoducto Norte. En este contexto, se construyeron sobre el sistema de TGN 215,5 Km de gasoductos de 24" y 30", y se adicionaron 25.710 HP. Las obras se financiaron a través del Cargo Fideicomiso de Gas que TGN facturó, desde julio de 2005, por cuenta y orden del fideicomiso. Adicionalmente, TGN aportó USD 8,4 millones para el pago de parte de las obras.

Fideicomiso de Ampliación 2006-2008: Por iniciativa de la ex Secretaría de Energía de la Nación, en 2006 se inició una segunda expansión del sistema de transporte, bajo el mismo esquema fiduciario descripto. En este contexto, se incorporaron 965,4 km de gasoductos en el sistema norte y 98,4 km en el sistema centro-oeste, ambos de 24" y 30", y se adicionaron 41.240 HP. En febrero de 2007 TGN comenzó a facturar a ciertos clientes el "Cargo Fideicomiso de Gas II" por cuenta y orden del fideicomiso.

Todos los activos construidos a través de ambos fideicomisos son propiedad de los fideicomisos, administrados por Nación Fideicomiso SA., mientras que TGN, por su parte, es responsable de su operación y mantenimiento.

Dado que estos activos no forman parte del activo de TGN, tampoco se incluyen en el cálculo de la Base de Capital a considerarse en la presente RTI. Por esta razón, debe identificarse un mecanismo que permita remunerar el riesgo de operar estos activos, que en caso contrario la tarifa que surja de este proceso de revisión sólo compensará los costos marginales de operación y mantenimiento.

³ Resolución N° 185/04 del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios ("MPFIPyS") dictada al amparo del Decreto N° 180/04

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte SA.

En este sentido, distintos autores han mencionado *"la posibilidad de crear un "activo regulatorio" para tener en cuenta aquellas obras que fueron financiadas por los gobiernos como consecuencia de la notoria falta de actualización tarifaria de las compañías, y que resulta claro, que estas deberían haber hecho con sus ingresos si estos hubieran sido suficientes. Si como caso extremo una Licenciataria tuviera todos sus activos bajo estas condiciones, y no se considerara este "activo regulatorio", la empresa no tendría ninguna retribución por las mismas y correría con todo el riesgo de la operación de las mismas sin tener ninguna retribución"*⁴.

Para la presente RTI, y manteniendo un criterio de prudencia, se consideró una remuneración equivalente al 10% sobre los ingresos que surgen de la Retribución Mensual al Transportista de los Concursos Abiertos 01/04 y 01/05.

Fideicomiso de Expansión 2005		Fideicomiso de Expansión 2006-2008	
Concurso Abierto 01/04	miles m3/d	Concurso Abierto 01/05	miles m3/d
Salta - Salta	200	Salta - Tucumán	845
Salta - Tucumán	700	Salta - Central	28
Salta - Central	900	Salta - Litoral	2330

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

⁴ Revisión Tarifaria 2016 – Tratamiento de la Base Tarifaria. Dr Ing. Raúl Bertero

V) Obras de Expansión

En función de lo expuesto en el punto IX de la *Guía Temática para la Revisión Tarifaria Integral de Distribución y Transporte de Gas Natural*, recientemente publicada por el ENARGAS (la "Guía Temática"), dada la incertidumbre del volumen y de la temporalidad de la demanda adicional de TF a contratar por las distribuidoras, y que la tarifa propuesta por esta transportista no es suficiente para repagar expansiones del sistema de transporte, se presentan distintos escenarios de expansión para que sean implementados como Factores K y por ende su costo distribuido en toda la demanda de la transportista. La realización de estas obras está sujeta a las condiciones mencionadas en la nota 1057-2016-GECOM adjunta como Anexo 5. Para el Gasoducto Norte se calculan escalones de un millón de m3 adicionales y para el gasoducto Centro Oeste se realiza un cálculo para escalones de dos millones de m3 incrementales.

Así, surgen los montos de inversión requeridos (presupuestos preliminares) que se indican en las tablas siguientes en millones de pesos de agosto de 2016 (no incluye IVA):

Gasoducto Norte

\$ millones (agosto 2016)			
Expansión Incremental	Loops	Plantas Compresoras y Gasoducto	Total
Etapa 1: 1 MMm3/d	2.540	504	3.044
Etapa 2: 1 MMm3/d	2.090	260	2.349
Etapa 3: 1 MMm3/d	1.471	241	1.712

Gasoducto Centro Oeste

\$ millones (agosto 2016)				
Expansión Incremental	Loops	Compresión	Plantas Compresoras y Gasoducto	Total
Etapa 1: 2 MMm3/d	3.036	535	635	4.205
Etapa 2: 2 MMm3/d	3.617	0	377	3.993
Etapa 3: 2 MMm3/d	3.194	535	695	4.424
Etapa 4: 2 MMm3/d	2.676	535	287	3.498

Ing. José Montalvo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

VI) Cuadros Tarifarios Propuestos

En función de la metodología de cálculo de tarifas, de la proyección de gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización y del plan de obras presentados en el INFORME 1 del pasado 22 de noviembre y de la Base de Capital Regulatoria, el Costo de Capital, la demanda (Anexo 6) y el tratamiento propuesto para las expansiones organizadas por el Estado Nacional presentados en este INFORME 2, se determinan los cuadros tarifarios propuestos, a saber:

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2017

TRANSPORTE INTERRUPTIBLE (TI)

		Carga \$/1.000 m3	% gas retenido (1)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	93,248959	0,91
	Tucumán	197,024696	1,97
	Central	366,328111	3,37
	Litoral	478,065822	4,60
	Aldea Brasileira	512,329204	4,90
	GBA	566,371186	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	80,160034	0,69
	La Pampa Sur	217,577168	2,09
	Cuyana	240,247562	2,43
	Central (Sur)	244,373516	2,60
	Litoral	351,100818	3,83
	Aldea Brasileira	387,501819	4,20
	GBA	428,283454	4,86
	Entre Ríos	507,571865	4,86

(1) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado

Inq. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

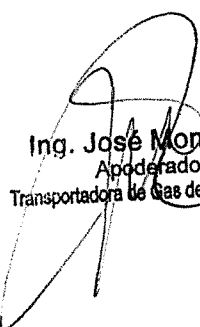
VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2017

TRANSPORTE FIRME (TF)

		Cargo por m3/día \$/m3 (1)	% gas retenido (2)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	2,797458	0,91
	Tucumán	5,913105	1,97
	Central	10,992221	3,37
	Litoral	14,341941	4,60
	Aldea Brasileira	15,369848	4,90
	GBA	16,991149	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	2,290270	0,69
	La Pampa Sur	5,725732	2,09
	Cuyana	7,209721	2,43
	Central (Sur)	7,328925	2,60
	Litoral	10,535308	3,83
	Aldea Brasileira	11,625048	4,20
	GBA	12,825578	4,86
	Entre Ríos	15,227150	4,86

(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado.


Ing. José Montaldo
 Apoderado
 Transportadora de Gas del Norte S.A.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2017

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - SALTA

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

41,01464361 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2017

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - NEUQUÉN

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

41,22497553 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

Retribución Mensual al Transportista - Excluido Inversión
Expansión - Concurso Abierto 01/05

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL : 1 DE ABRIL DE 2017

RECEPCIÓN - DESPACHO	Cargo por m3/día \$ (1)	% gas retenido (2)
Salta - Salta	1,760388	0,91
Salta - Tucumán	3,732027	1,97
Salta - Centro	6,924200	3,37
Salta - Litoral	9,036667	4,60
Salta - Aldea Brasilera	9,693879	4,90
Salta - GBA	10,703170	5,20
Neuquén - Cuyo	4,553540	2,43
Neuquén - Centro	4,623956	2,60
Neuquén - Litoral	6,642537	3,83
Neuquén - Aldea Brasilera	7,323222	4,20
Neuquén - GBA	8,074319	4,86
Neuquén - Entre Ríos	9,599990	4,86

(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado.

Los cargos se actualizarán utilizando el mecanismo que, en el marco de la renegociación de contratos prevista en la Ley 25.561, acuerden las empresas y el Estado Nacional para la actualización de tarifas que surjan de una Revisión Tarifaria Integral.

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

VII) Mecanismo de adecuación semestral de la tarifa

Como parte del restablecimiento del marco regulatorio que rige la actividad de transporte de gas natural por redes y de la realización de esta RTI, habida cuenta del impacto del fenómeno inflacionario en los costos de la actividad, incluyendo el costo del capital, es necesaria la actualización periódica de la tarifa regulada de transporte para que se mantenga en niveles justos y razonables a lo largo del quinquenio. En dicho contexto, la imposibilidad o el retraso de la aplicación del mecanismo de ajuste que se determine y/o el diseño equivocado de la metodología de ajuste implicarán problemas en la gestión de la empresa y en la prestación confiable del servicio público.

Por ello y teniendo en consideración la prohibición de utilizar índices extranjeros para ajustar tarifas, se propone reemplazar en las Reglas Básicas de la Licencia el ajuste por PPI (cláusula 9.4.1.1 Ajustes Semestrales) por una fórmula compuesta por índices que contemplen aspectos de equidad empresa-usuario.

A tal efecto proponemos el uso del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) publicado por el INDEC y el Índice de Salarios que publica el INDEC capítulo Sector Privado Registrado.

$$\Delta Tarifa_t = 0,5 \times \Delta IPIM + 0,5 \times \Delta Salario$$

El objetivo último del ajuste es lograr la neutralidad tarifaria. Esto es, asegurar el mantenimiento de la ecuación económica del concesionario y la capacidad de pago del usuario ambos en términos reales. Dicha estabilidad resulta crucial para asegurar la ejecución del Plan de Inversiones quinquenal y con ello lograr una mejora en la calidad del servicio a los clientes.

Cabe destacar que, se deberá tomar como fecha base para medir las variaciones el mes de agosto de 2016. Esta fecha fue la elegida por el regulador como referencia para la estimación de costos.

En la *Guía Temática* se da extenso tratamiento a este tema en el Punto VII *Mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa*.

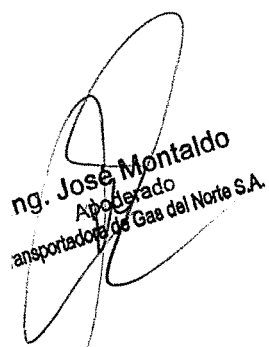
Ing. José Montalvo
Aprobado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

El regulador propone como mecanismo de adecuación semestral la variación del Índice de Precios al por Mayor (IPIM) – Nivel General, pero observamos con preocupación que propone, para los usuarios residenciales, limitar el ajuste por este mecanismo al límite de la variación acumulada desde el inicio del quinquenio del Índice de Salarios – Nivel General publicado por INDEC.

Sobre el particular TGN desea aclarar 2 cuestiones.

Cualquier limitación que se imponga al índice de ajuste que se determine deja de mantener el valor de la tarifa en términos reales.

Adicionalmente, la limitación tendrá el carácter de subsidio y como tal deberá ser soportado por el Estado Nacional, reintegrado a las empresas el impacto económico que produzca. Caso contrario podrán repetirse situaciones controversiales como las que hoy están planteadas entre TGN y varias distribuidoras en virtud de la Resolución Enargas N° I 3961/2016.


ng. José Mentaldo
Abogado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

VIII) CONCLUSIONES y SOLICITUD

TGN recibió en diciembre de 1992 un sistema con 4200 km de gasoductos, 160.000 HP de potencia y 23 millones de metros cúbicos diarios de capacidad de transporte.

Al cabo de 9 años, es decir hasta 2001 había construido 1240 km de nuevos gasoductos e incorporado 142.000 HP de potencia adicional, lo que permitió incrementar la capacidad de transporte a 55 millones de metros cúbicos

Esto significó que entre 1992 y 2001 TGN multiplicó por 2,3 la capacidad de transporte de su sistema de gasoductos, a una tasa de crecimiento del 10% anual acumulativo.

Las inversiones asociadas a dicho crecimiento permitieron la incorporación de cientos de miles de nuevos usuarios residenciales, comerciales, estaciones de GNC, incrementaron el abastecimiento con gas natural a múltiples industrias, contribuyeron al desarrollo del sector de generación termoeléctrica y dieron trabajo directo e indirecto a cientos de personas. Gracias a estas inversiones se terminó con la crónica falta de gas durante las épocas invernales ya que se eliminó el cuello de botella que representaba el transporte hasta 1993.

A partir de la pesificación y el congelamiento tarifario impuestos en 2002 TGN perdió su capacidad de invertir en la expansión de su sistema, y ésta pasó a ser financiada en su mayor parte a través de estructuras fiduciarias administradas por el Estado Nacional, que se financiaron con cargos tarifarios aplicados a ciertas categorías de usuarios no residenciales. Desde entonces la capacidad de transporte de TGN creció a un ritmo mucho menor.

Pero no sólo eso. Desde 2011 años los ingresos de la compañía no alcanzan a cubrir los costos de operar y mantener el sistema de transporte, lo cual es insostenible en el tiempo.

Argentina es un país gasífero. El 53% de nuestra matriz energética proviene del gas natural y por ende nuestro desarrollo económico ha estado desde hace más de sesenta años fuertemente ligado a este hidrocarburo. Y lo seguirá estando, considerando sus extensas reservas de gas no convencional que esperan ser puestas en producción.

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

Pero no es suficiente extraer el gas del subsuelo y procesarlo para transformarlo en un recurso utilizable. Argentina necesita transportarlo desde lugares ubicados en los confines de la República y entregarlo y distribuirlo en industrias, usinas, comercios y hogares argentinos.

Y ello sólo es posible con un proceso de inversión sostenida, para mantener en condiciones operativas óptimas las decenas de miles de km de gasoductos y redes de distribución, para modernizarnos en el uso de la energía, para contemplar las necesidades medioambientales y para permitir la expansión de estos sistemas, para que el gas llegue a todos los hogares argentinos las 24 horas del día, los 365 días del año y en condiciones seguras y confiables. Incluso a los que han quedado marginados por décadas del gas natural por redes.

La tarifa debe ser la remuneración justa de ese servicio.

TGN confía que el proceso que lleva adelante el gobierno nacional sentará las bases para un nuevo período de desarrollo energético, que cumpla con los objetivos mencionados pero que también sirva de base para una nueva ola de industrialización sustentada en el gas natural. Y espera poder contribuir activamente en este proceso.

Para lograrlo, se necesita algo simple: el respeto del marco regulatorio y una tarifa que al mismo tiempo que contemple los derechos de los consumidores, cubra los costos de la prestación del servicio, aliente las inversiones a largo plazo y contemple una rentabilidad razonable.

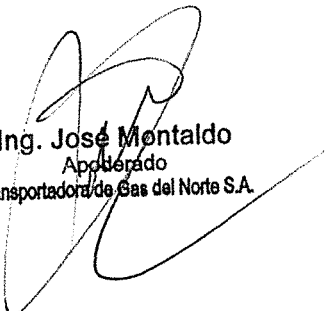
Para alcanzar todos esos objetivos, TGN solicita:

1. la aprobación de los cuadros tarifarios de transporte presentados en el Capítulo VI de este INFORME 2;
2. que las tarifas se adecuen semestralmente para mantener el valor de las mismas en términos reales y poder garantizar la prestación del servicio según la fórmula propuesta en el capítulo VII de este INFORME 2, la que a su vez contempla la capacidad de pago de los usuarios;
3. que se considere favorablemente la propuesta de sustentar económicamente futuras inversiones de crecimiento del sistema, en un

Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

esquema donde todos los usuarios contribuyan solidariamente con la aplicación de factores K de inversión

4. para concluir, que se modifique el apartado 3.1 Plazo del Capítulo III. Término de Duración, de la Licencia Decreto 2255/92 Anexo A, extendiendo el plazo de validez de la misma a 45 años.



Ing. José Montaldo
Apoderado
Transportadora de Gas del Norte S.A.

ANEXO 1 – Informe sobre la Base Tarifaria
Revisión Tarifaria Integral 2016

4.

REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2016

TRATAMIENTO DE LA BASE TARIFARIA

DR. ING. RAUL BERTERO

5 DE OCTUBRE DE 2016

INDICE

1. OBJETO Y ALCANCE	3
2. RESUMEN EJECUTIVO	3
3. BREVE INTRODUCCION TEORICA AL CALCULO TARIFARIO	4
4. HISTORIA DE LAS REVISIONES TARIFARIAS Y LAS ACTAS ACUERDO EN LA ARGENTINA – DEPENDENCIA DEL MARCO SOCIO-ECONOMICO	6
4.1. BASE TARIFARIA EN EL MOMENTO DE LA PRIVATIZACION.....	6
4.2 PRIMERA Y SEGUNDA REVISIÓN TARIFARIA – REVISIÓN TARIFARIA MARGINAL Y REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL	7
4.3 EMERGENCIA ECONOMICA – ACTAS ACUERDO.....	8
5. CARÁCTER EXCEPCIONAL DE LA REVISION TARIFARIA REALIZADA LUEGO DE 14 AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA	10
6. CONVENIENCIA PARA EL ESTADO Y LOS USUARIOS DE UNA TARIFA FINAL QUE ALIENTE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA	11
6.1 INTRODUCCION CONCEPTUAL.....	11
6.2 INVERSIONES REALIZADAS DURANTE LOS PRIMEROS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA LICENCIA.....	12
6.3 REDES CEDIDAS POR TERCEROS Y OBRAS DE CASO BASE FINANCIADAS POR TERCEROS.....	13
6.3.1 Descripción de la situación.....	13
6.3.2 Consideración en la Base Tarifaria de las obras cedidas o financiadas por terceros.....	15
7. INTERPRETACIÓN Y ACLARACIÓN DE LA CLÁUSULA DE LAS ACTAS ACUERDO REFERIDA A QUE LA TARIFA DEBE ALENTAR LAS INVERSIONES EN EL SISTEMA	15

8. ASPECTOS TEORICOS Y FORMAS DE TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA BASE TARIFARIA	16
8.1. POSIBLES ENFOQUES DE LA BASE TARIFARIA	16
8.2 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FINANCIERO	17
8.2.1 Aspectos generales	17
8.2.2 Aplicación de la valuación contable en la situación actual de nuestro país	18
8.3 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO.....	20
8.3.1 Costo de reemplazo depreciado y optimizado (DORC)	21
8.3.2 Valor nuevo de reemplazo en su estado actual de conservación (VNR).....	21
8.3.3 Valor Técnico Residual (VTR) o Valor Técnico Depreciado (VTD)	22
8.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS ENFOQUES DE EVALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA.....	23
8.5 COMPARACIÓN DE LOS ENFOQUES DE VALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA ...	26
9. MODELO PROPUESTO DE VALUACION DE LA BASE TARIFARIA PARA CONTEMPLAR LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO Y EQUIDAD	28
9.1 METODOLOGÍA DE EVALUACION MÁS CONVENIENTE LUEGO DE 14 DE AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA	28
9.2 INCIDENCIA DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN EN LA TARIFA FINAL A LOS USUARIOS.....	28
10 CONCLUSIONES	30



REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2016

TRATAMIENTO DE LA BASE TARIFARIA

DR. ING. RAUL BERTERO

5 de Octubre de 2016

1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente trabajo es presentar un aporte académico para un tratamiento justo y razonable de la Base Tarifaria de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de Gas Natural teniendo en cuenta el Marco Regulatorio, la evolución histórica del sistema desde su privatización hasta la fecha y, especialmente, su sostenibilidad futura para permitir que su evolución impulse el desarrollo industrial y social de nuestro país.

Respecto de la posibilidad legal de la revisión de la metodología para el cálculo de tarifas es importante señalar que el mismo está previsto en el Art. 42 del decreto reglamentario 1738/92: *“La revisión global del método empleado para el cálculo de las tarifas nunca podrá tener efectos retroactivos ni ajustes compensatorios, y se mantendrá por un nuevo período de CINCO (5) años contados a partir de su vigencia, procurando observar los principios de estabilidad, coherencia y previsibilidad tanto para los Consumidores como para los Prestadores. El Ente establecerá las normas de procedimiento para la revisión del método empleado en el cálculo de las tarifas que asegure la participación de los sujetos de la Ley.”*

2. RESUMEN EJECUTIVO

La Base Tarifaria constituye uno de los elementos fundamentales para determinar los márgenes de transporte y distribución y, probablemente, aquél donde más influye el criterio adoptado por el regulador para su determinación.

Es importante reconocer en primer lugar que la Base Tarifaria representa el valor de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio y no su forma de calcularla.

Existen dos métodos reconocidos internacionalmente para calcular la Base Tarifaria, la valuación como activo financiero o contable y la valuación como activo físico. En todos los países, y aún en el nuestro, la elección de uno u otro método ha ido variando en función de la historia de la regulación del servicio y las situaciones particulares. El método de valuación fue adaptándose, en el momento de cada Revisión Tarifaria, de modo de evitar conductas especulativas de los inversores y asegurar la sustentabilidad futura del servicio.

En Argentina, el ENARGAS se inclinó en la segunda revisión tarifaria por una valuación financiera o contable por las razones que se exponen en este trabajo mientras que el ENRE y la mayoría de los

reguladores provinciales de electricidad han optado por la valuación de la Base Tarifaria como activo físico.

Se demuestra en este trabajo la justicia, razonabilidad y conveniencia para los usuarios futuros de los servicios que luego de 14 años de emergencia económica tanto para el sistema eléctrico como el sistema de gas natural se determine la Base Tarifaria de las Licenciatarias como un activo físico.

3. BREVE INTRODUCCION TEORICA AL CALCULO TARIFARIO

La valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio regulado es uno de los principales elementos a definir en el momento de la determinación tarifaria (tanto al inicio de un período de concesión como en las revisiones posteriores).

En términos de la incidencia tarifaria, la remuneración de las inversiones se encuentra influenciada tanto por el costo del capital como por la valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio, los cuales son denominados indistintamente como Base Tarifaria, Activos Regulatorios, Base de Remuneración o Base de Capital Regulada (BT es el término que se adoptará en adelante en este informe).

La relevancia de estas variables en la redefinición de tarifas puede resumirse a través de las ecuaciones fundamentales para el cálculo de tarifas. A modo de ilustración se exponen seguidamente las ecuaciones de cálculo de tarifas correspondientes a dos de las principales metodologías utilizadas en la práctica regulatoria. Se puede demostrar que las dos expresiones siguientes llamadas: a) Costo por Período o b) Flujo de Fondos, aplicadas al mismo período de tiempo son matemáticamente equivalentes y conducen al mismo resultado.

- a) Ecuación de cálculo de tarifas en función del costo del servicio en un período:

$$T \times Q_i = Opex_i + Deprec_i + r \times BT_{i-1}$$

- b) Ecuación de cálculo de tarifas mediante flujo de fondos:

$$\sum_{i=1}^N \frac{T \times Q_i}{(1+r)^i} = BT_0 + \sum_{i=1}^N \frac{Opex_i + Capex_i}{(1+r)^i} - \frac{BT_N}{(1+r)^N}$$

dónde:

T = Tarifa

Q_i = Demanda de cada año

BT_{i-1} = valor de la base tarifaria al inicio de cada año

$Opex_i$ = OPEX [gastos de Operación y Mantenimiento (O&M) y Administración y Comercialización (A&C) e impuestos] de cada año

$Capex_i$ = Inversiones de cada año

$Deprec_i$ = depreciaciones o amortizaciones de cada año

r = costo de oportunidad del capital (tasa de retorno "razonable")

i = cada año del próximo período regulatorio

En las ecuaciones anteriores las depreciaciones están consideradas explícitamente en la ecuación a) y en forma implícita en la evolución que experimenta la base tarifaria en la ecuación b) ya que la Base Tarifaria evoluciona año a año según la ecuación siguiente, $BT_i = BT_{i-1} + Capex_i - Deprec_i$.

La determinación de cada uno de los términos de la ecuación tarifaria anterior es el objetivo del conjunto de estudios que componen una Revisión Tarifaria Integral, tal como se resume esquemáticamente en la Fig. 1.

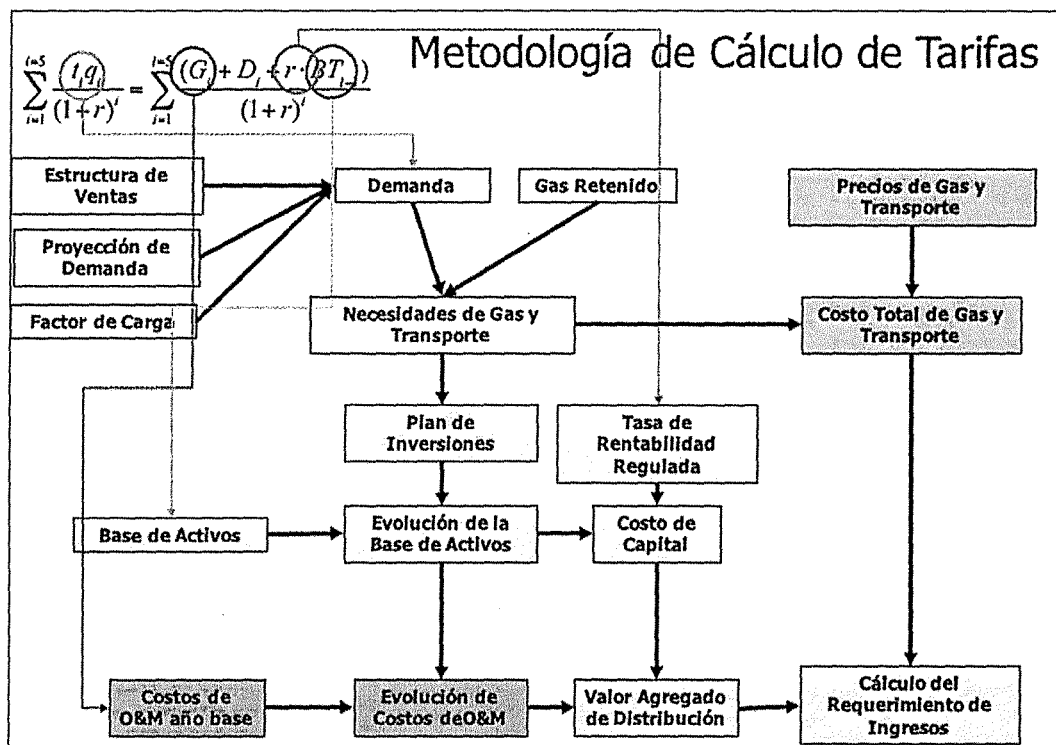


Fig. 1 Aspectos que intervienen en una Revisión Integral de Tarifas

El valor de la tasa de retorno “razonable” aceptada por el regulador surge del cálculo del costo de oportunidad del capital, que busca determinar el retorno que obtendrían los inversores en una actividad de riesgo equivalente. La práctica usual es la que utiliza el promedio ponderado de distintas fuentes de financiamiento de la firma (Deuda y Capitales propios), método conocido como WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

La determinación de la BT implica valorar los activos iniciales así como las inversiones realizadas a lo largo del período regulatorio. El problema de fijar precios para los servicios que se prestan con activos existentes es equivalente al problema de valorar el capital de la firma. Una particularidad de los servicios de transporte y distribución de gas natural, que resulta sumamente relevante desde el punto de vista económico, es la presencia de activos específicos o especializados¹. Si los activos no fuesen especializados, como sucede en otras industrias, para no ser transferidos a otra actividad deberían valorarse al costo de reposición (valor de reventa en el mercado secundario) y obtener un retorno igual al costo del capital.

¹ Activos especializados: son bienes de capital cuyo valor económico fuera del uso específico es irrelevante. Su existencia denota la presencia de “costos hundidos”, ya que una vez realizada la inversión la misma no puede relocarse sin una pérdida de capital significativa: el costo de salida es muy alto

En presencia de activos especializados, la determinación de la BT resulta un aspecto regulatorio destacado. Esto porque la especificidad de los activos introduce la posibilidad de oportunismo y subinversión. Dado que las inversiones en activos especializados constituyen costos hundidos para la firma, éstas no son relevantes para la decisión prospectiva de permanecer en el mercado, la cual dependerá del costo de oportunidad de los recursos que pueden relocalizarse en otras actividades (costos evitables: básicamente conformados por los costos de operación y mantenimiento y las nuevas inversiones). En este contexto, un regulador con objetivos de corto plazo tiene incentivos a subvaluar la BT, de modo que las tarifas sólo cubran los costos evitables e ignoren las inversiones hundidas. En presencia de tales circunstancias, tanto el criterio de valuación escogido como su mantenimiento es relevante para minimizar el problema de subinversión ya que de prever este comportamiento el objetivo de la compañía sería minimizar inversiones.

En Argentina, la cuestión de la valuación de activos y los criterios aplicables en las futuras revisiones tarifarias no fue un punto central de la agenda en el momento de la privatización, aunque en gas natural el esquema regulatorio y el régimen tarifario parecían indicar en forma implícita un enfoque financiero de valuación de activos a partir de la actualización tarifaria en base a la inflación mayorista de la moneda norteamericana (mantener los ingresos en términos constantes para el inversor en su moneda de origen) y en el valor remanente de los activos al final del período de concesión. Resulta claro que dado que las Actas Acuerdo modifican el primero de estos aspectos también pueden definir en forma explícita la metodología de valuación de la BT, al menos para una revisión tarifaria a realizarse luego de 14 años de emergencia económica y congelamiento tarifario.

En el actual contexto regulatorio, la determinación de los criterios de remuneración del capital constituyen el principal problema que debe resolverse. En este sentido, el presente trabajo busca aportar algunos elementos para contribuir a despejar la incertidumbre respecto de las reglas sectoriales futuras y permitir la continuidad y expansión del servicio en forma sostenible.

4. HISTORIA DE LAS REVISIONES TARIFARIAS Y LAS ACTAS ACUERDO EN LA ARGENTINA – DEPENDENCIA DEL MARCO SOCIO- ECONOMICO

Como se demuestra a continuación, las Revisiones Tarifarias en general y la BT en particular dependen fundamentalmente del marco socio-económico en que se desarrollan. Algunos aspectos pueden ser cambiados por decisión de la autoridad regulatoria, esto son todos aquellos que implican modificaciones en el Reglamento del Servicio, sin perjuicio del derecho de la Licenciataria de requerir el correspondiente reajuste de la Tarifa si el efecto neto de tal modificación alterase el equilibrio económico-financiero existente antes de tal modificación (Numeral 18.2. de las RBL). Sin embargo, aquellos que constituyen cambios en las Reglas Básicas de la Licencia requieren del acuerdo entre el poder concedente (el Estado Nacional) y las Licenciatarias.

4.1. BASE TARIFARIA EN EL MOMENTO DE LA PRIVATIZACION

En la Fig. 2 se muestra la evolución histórica de las revisiones tarifarias de gas natural en Argentina. La primera revisión tarifaria se realizó en el año 1998, luego de la privatización de Gas del Estado a fines del año 1992.

En el momento de la privatización las empresas ofertaron por la infraestructura con tarifas establecidas por el Estado. El valor de los activos en ese momento es lo que las Licenciatarias estuvieron dispuestas a pagar en ese momento y, por lo tanto, es natural que inicialmente la BT haya tenido un enfoque financiero o contable definido por el mercado.

Es importante notar que los inversores, sabiendo que a los 5 años se realiza una revisión tarifaria evaluando la BT como activo financiero, pueden adoptar una conducta especulativa para asegurarse el control de los activos. Es decir, ofertar por los activos un valor excesivamente elevado, teniendo una baja rentabilidad en los primeros 5 años pero asegurándose el control en la licitación, alcanzando una suba tarifaria en el momento de la primera revisión. Es por ello que los reguladores cuando realizan una valuación de la BT como activo financiero establecen que la BT no puede ser mayor que su valor como activo físico y definen que la BT es el valor mínimo de los dos.

Sin embargo, es importante reconocer que la definición como un valor mínimo está asociada a la valuación contable. Si el contexto hiciera aconsejable la valuación como activo físico, la valuación contable solo sería un elemento de referencia.

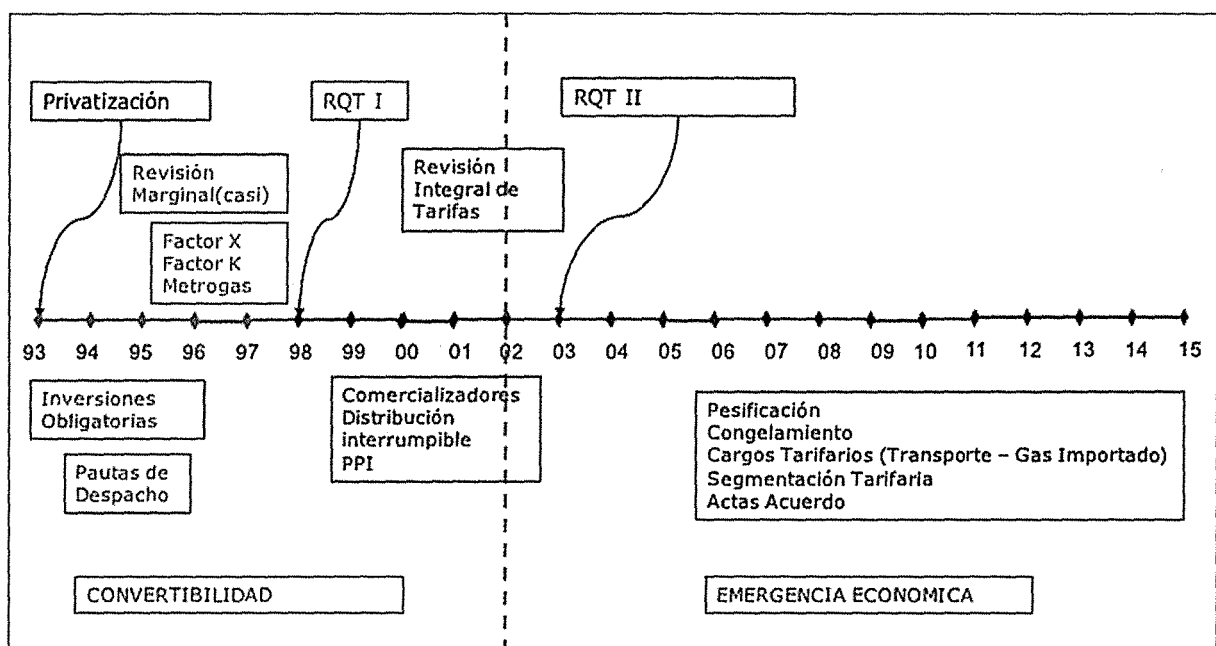


Fig. 2 Evolución histórica de las revisiones tarifarias en el sistema argentino de gas natural

4.2 PRIMERA Y SEGUNDA REVISIÓN TARIFARIA – REVISIÓN TARIFARIA MARGINAL Y REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

La primera revisión tarifaria, RQT I, fue fundamentalmente una revisión marginal, es decir basada en la determinación de los factores de inversión (K) y factores de eficiencia (X), sin analizar la rentabilidad de las empresas y por lo tanto sin necesidad de evaluación de la BT.

Durante los primeros 5 años desde la privatización, la inflación en Argentina había sido más alta que la inflación en Estados Unidos, por lo cual las tarifas valorizadas en dólares tenían un costo descendente para la población y las empresas y no existía tensión en relación con el valor de las tarifas. En estos primeros años la preocupación regulatoria estuvo concentrada en las Reglas de Despacho y en el aumento sostenido de la capacidad de transporte. En el caso de Metrogas, sin embargo, que había tenido que aumentar considerablemente su reserva de capacidad de transporte se

le consideró esta circunstancia (por lo tanto eludiendo una revisión puramente marginal), mostrando cómo siempre una Revisión Tarifaria debe ajustarse a las condiciones de contexto.

Tanto la privatización como la primera revisión tarifaria fueron realizadas en el contexto de la convertibilidad, con tarifas valorizadas en dólares e indexadas según el PPI (Producer Price Index) de los Estados Unidos. Luego de transcurridos casi 10 años desde la privatización y con el sistema económico argentino en crisis, en el año 2000 el ENARGAS decidió que la segunda revisión (la RQT II) que debía entrar en vigencia en el año 2003 fuera una revisión tarifaria integral, es decir una evaluación de tarifas justas y razonables a partir de la revisión de todos los elementos que entran en juego en la ecuación tarifaria.

En un contexto de normalidad regulatoria, con salarios y tarifas en dólares que permitían la realización de expansiones “a tarifa” (es decir que los flujos adicionales permitían el financiamiento de las inversiones) y a solo 10 años del pago inicial, el ENARGAS decidió realizar una evaluación contable de la BT. Es decir que la BT se calculó a partir de los valores pagados en la privatización sumando las inversiones y restando las depreciaciones.

4.3 EMERGENCIA ECONOMICA – ACTAS ACUERDO

Con la gran crisis económica de fines del 2001, fue declarada la emergencia económica, se suspendió la revisión tarifaria en marcha y las tarifas fueron pesificadas y congeladas al valor previo a la devaluación, durando esta situación casi sin modificaciones para las Licenciatarias de Transporte y Distribución hasta la actualidad.

Es decir que, como se muestra en la Fig. 2, el sistema argentino de gas natural vivió 9 años bajo la convertibilidad y 14 años en emergencia económica. Resulta evidente que cualquier revisión tarifaria que deba hacerse luego de semejante alteración de lo dispuesto por la Ley del Gas del año 1992, además de ser necesariamente una Revisión Tarifaria Integral, debe tener pautas básicas que deben ser redefinidas por acuerdo entre las autoridades y las Licenciatarias, tal como en la práctica sucedió con las Actas Acuerdo suscriptas entre la UNIREN y las Licenciatarias.

En la Fig. 3 se muestra la evolución histórica de la tarifa de transporte Neuquén-Buenos Aires (representativa del resto de las tarifas reguladas en el período considerado) y del salario mínimo en dólares en Argentina desde el año 1993 hasta el año 2015.

La tarifa de transporte osciló entre 0.55 y 0.60 US\$/MMBTU hasta el año 2001. La pesificación tarifaria y la fuerte devaluación inicial dividieron las tarifas por tres en los primeros dos años. En los años siguientes la tarifa en dólares siguió disminuyendo en forma constante hasta alcanzar en el año 2015 valores de aproximadamente 1/6 de los existentes en la década del 90.

Paralelamente, el salario mínimo también sufrió un fuerte descenso en los primeros dos años. Sin embargo contrariamente a lo sucedido con las tarifas reguladas, a partir del año 2003 inició una recuperación sostenida. En el año 2006 ya había alcanzado los valores de la década del 90 (200 US\$) y alcanzando un máximo de casi 600 US\$ en el año 2013.

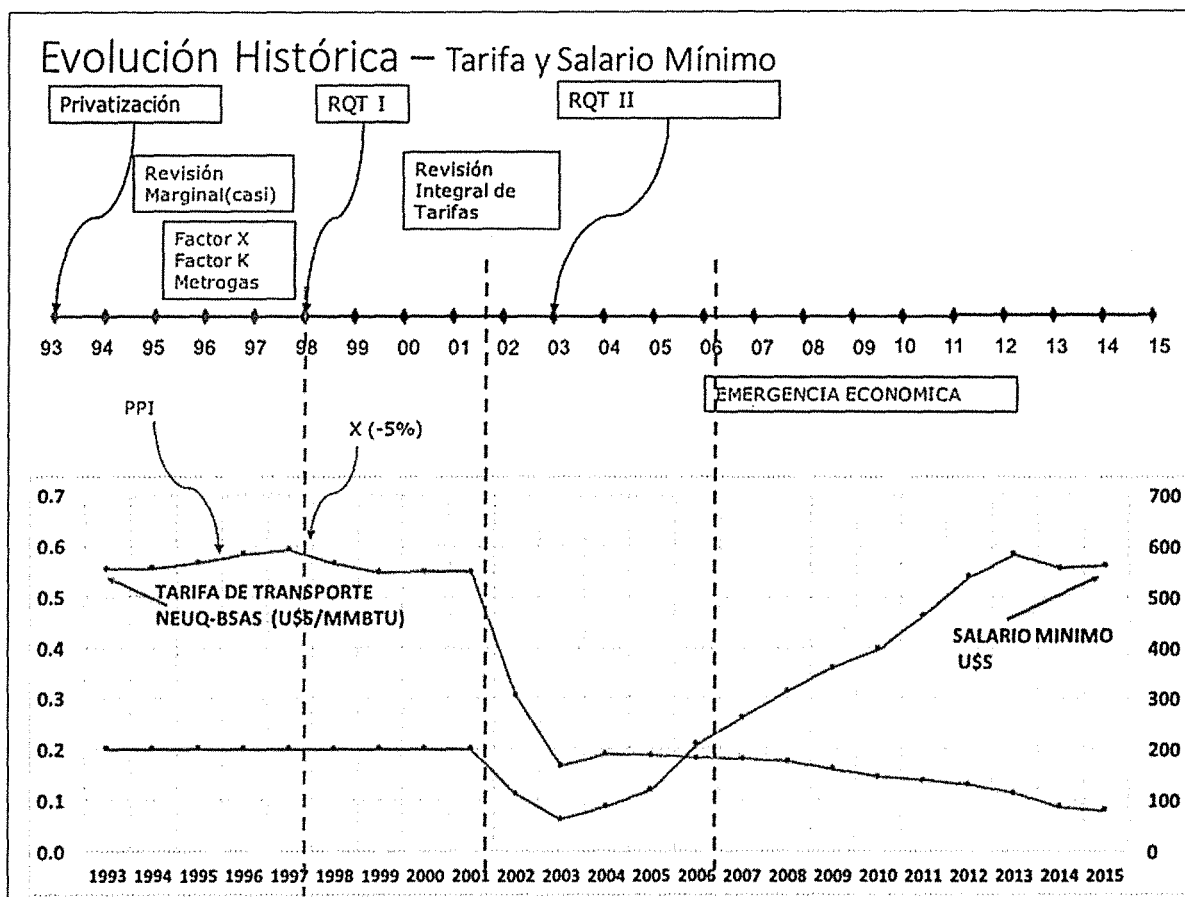


Fig. 3 Evolución histórica de la tarifa y el salario mínimo

En la Fig. 4 se muestra la evolución de la tarifa de transporte Neuquén-Buenos Aires en dólares dividida por la tarifa del año 1993 hasta llegar a valores de 1/6 en el año 2015.

También se indica en dicha figura el valor de la Tarifa dividida por el Salario Mínimo de cada año en relación con ese valor correspondiente al año 1993. Se puede apreciar en la figura que dicha relación se mantuvo aproximadamente igual a uno hasta el año 2003. A partir de dicho año la relación Tarifa/Salario Mínimo descendió fuertemente hasta aproximadamente 1/3 en el año 2006 para seguir descendiendo en forma más lenta en los años siguientes hasta menos de 1/10 en el año 2015.

Este gráfico muestra claramente que las actuales dificultades de normalización tarifaria tienen su origen en la falta de acompañamiento de las tarifas reguladas a la mejora del salario real conseguida a partir del año 2003.

La excepcional disminución tarifaria tiene una gran incidencia en la forma de evaluación de la Base Tarifaria a ser realizada luego de varios años de emergencia económica. Las tarifas notablemente bajas de las Licenciatarias, que claramente no se corresponden con las tarifas justas y razonables a las cuales tienen derecho por la Ley del Gas según se desprende de la simple comparación anterior, impidió a las Licenciatarias (varias de ellas en situación de “default”) realizar inversiones significativas lo cual llevó a una marcada disminución de su base tarifaria contable.

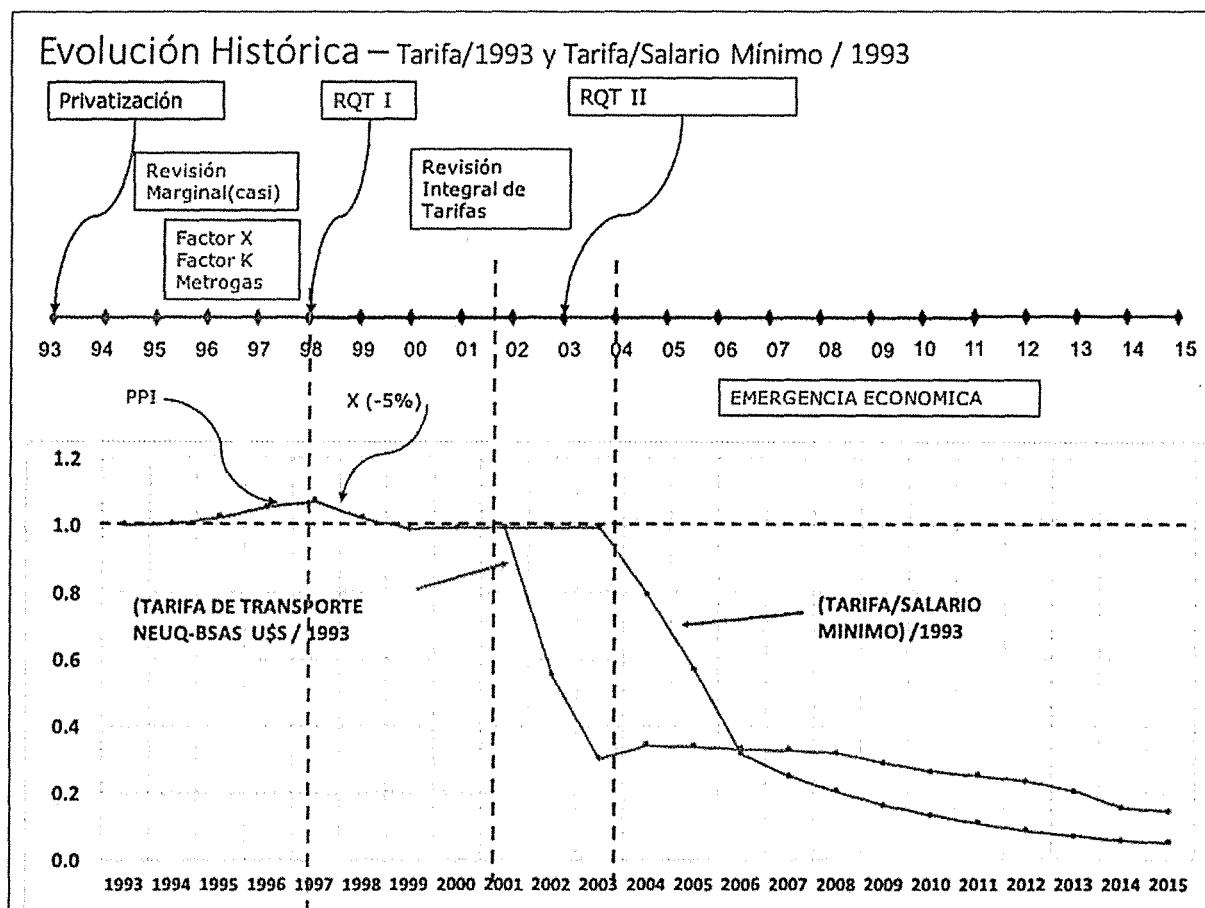


Fig. 4 Evolución histórica de la Tarifa y la relación Tarifa/Salario mínimo

Es decir que, si el Estado Argentino luego de 14 años de emergencia económica decidiera realizar una valuación contable de la base tarifaria estaría afectando doblemente a las Licenciatarias. Las perjudicó durante 10 años por no actualizar las tarifas y además las estaría perjudicando en el futuro al no reconocerles una base tarifaria que seguramente habría sido más alta si esos ingresos se hubieran ajustado de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Gas.

Aún si el regulador optara por aprovechar el carácter hundido de las inversiones para, mediante una valuación contable mantener artificialmente baja la BT, estimar la base tarifaria por debajo de su valuación como activo físico perjudicará notablemente las inversiones futuras, la flexibilidad del sistema para seguir los cambios en la oferta y demanda de gas natural y la modernización y eficiencia de las redes como se describe más adelante en este informe.

5. CARÁCTER EXCEPCIONAL DE LA REVISION TARIFARIA REALIZADA LUEGO DE 14 AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA

Consideremos la ecuación de cálculo de tarifas en función del costo del servicio por período que habíamos llamado ecuación a) en la Sección 3.

$$T \times Q_i = Opex_i + Deprec_i + r \times BT_{i-1}$$

Si suponemos que el Regulador decide realizar una valuación contable de la Base Tarifaria, esta evoluciona año a año a partir de la suma de las inversiones y la resta de las depreciaciones

$$BT_i = BT_{i-1} + Capex_i - Deprec_i$$

A lo largo de 14 años de emergencia económica con tarifas entre 1/3 y 1/6 de los valores justos y razonables que habrían surgido de una revisión tarifaria (ver Fig. 4), las inversiones se redujeron a un mínimo y la base tarifaria resultante es aproximadamente

$$BT_{14} = BT_0 - \sum_{i=1}^{14} Deprec_i$$

Es decir que como consecuencia de la prolongada falta de actualización de tarifas, la Base Tarifaria de las Licenciatarias disminuye notablemente. En el límite, de continuar esta situación durante el número de años de vida útil de las instalaciones, la Base Tarifaria tendería a 0 y la tarifa solo retribuiría costos operativos. Esta situación, resulta en un doble castigo para las Licenciatarias ya que no solo no recibieron las tarifas que les hubieran correspondido en el pasado, sino que como consecuencia de ello tampoco recibirán una retribución razonable por sus activos en el estado actual ya que el valor residual contable no refleja razonablemente el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio, su estado de mantenimiento, ni su vida útil remanente real. Es decir, si se hubiese autorizado un incremento tarifario, las licenciatarias podrían haber realizado inversiones, lo cual hubiese generado que la base tarifaria actual sea mayor. Debe recordarse que la Base Tarifaria representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio que claramente en el ejemplo límite analizado no sería igual a cero.

Aún más importante para el Estado ² y los usuarios son las consecuencias negativas de esta decisión sobre el nivel de inversiones futuras, la optimización y modernización del sistema de gas natural que traería aparejado la decisión de realizar una valuación contable de la Base Tarifaria luego de 14 años de emergencia económica como se muestra en la sección siguiente.

6. CONVENIENCIA PARA EL ESTADO Y LOS USUARIOS DE UNA TARIFA FINAL QUE ALIENTE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA

6.1 INTRODUCCION CONCEPTUAL

Supongamos un caso extremo donde la Base Tarifaria tendiera a cero y la tarifa solo remunerara operación y mantenimiento. En este caso las posibilidades de inversión en el sistema serían las

² La importancia para el Estado de alentar las inversiones se ve reflejada en el Marco Legal reiteradamente como se desprende de las siguientes citas: Ley 24076 art. 2 inc. B) "... y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.". Decreto 1738/92 art. 2 inc. (5) "A fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitirá normas de alcance general que resulten compatibles con tal principio incluyendo: ...(ii) disposiciones que alienten las inversión para incrementar la capacidad del sistema,..."

siguientes: a) Inversión a realizar por las Licenciatarias como factor K o b) Inversiones realizadas por el Estado o por terceros.

En el caso de las inversiones como factor K, los proyectos deben ser propuestos por las Licenciatarias y aceptados por el ENARGAS en el momento de la revisión tarifaria. Por las razones expresadas anteriormente, si el Regulador convalida una valuación contable de la Base Tarifaria en las condiciones actuales lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.

En cuanto a las inversiones realizadas por el Estado o por terceros se aplican las mismas limitaciones anteriores con el agravante de que no existen incentivos a la realización de obras más económicas para la sociedad y, peor aún, en muchos casos existen incentivos en sentido contrario. Este sistema de inversión estatal fue precisamente el ejecutado por el gobierno anterior bajo la forma de fideicomisos que resultaron en obras costosas y no siempre justificadas por la evolución de la oferta de gas.

Por el contrario, si la tarifa de transporte y distribución permitiera la realización de “expansiones a tarifa”, es decir que la tarifa permitiera el pago del financiamiento para la realización de la expansión, el sistema iría evolucionando en forma óptima siguiendo las variaciones de los patrones de oferta y demanda de gas natural.

6.2 INVERSIONES REALIZADAS DURANTE LOS PRIMEROS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA LICENCIA

Durante los primeros 9 años desde la privatización, antes de la emergencia económica, la mayor parte de las inversiones en el sistema de transporte y distribución se realizaron “a tarifa” como se muestra en las Fig. 5 y Fig. 6, donde se indican las inversiones anuales en millones de dólares de las dos transportistas y las 8 distribuidoras.

Como se puede ver en la figura, tanto las inversiones obligatorias establecidas en la privatización como las realizadas como factor K en la primera revisión tarifaria tuvieron valores relativamente pequeños. Sin embargo, el sistema casi duplicó su capacidad de transporte entre los años 1993 y 2000, realizando expansiones óptimas a medida que las mismas eran requeridas por las Distribuidoras y Grandes Usuarios, luego de que estos acordaron con los productores la disponibilidad de gas natural desde las distintas cuencas.

Como en casi todos los casos la tarifa regulada permitía pagar el financiamiento de las expansiones, los usuarios que requerían capacidad de transporte solo debían solicitarla en los llamados “Open Season” y realizaban contratos de transporte por los que solo empezaban a pagar el valor de la tarifa regulada una vez terminada la obra. Bajo este sistema, la Licenciataria tiene un fuerte incentivo a optimizar la obra y los costos de ejecución ya que ello redundaba en un beneficio económico. En la próxima revisión tarifaria ese beneficio puede ser compartido por los usuarios al evaluar la rentabilidad.

REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2016

TRATAMIENTO DE LA BASE TARIFARIA

DR. ING. RAUL BERTERO

5 DE OCTUBRE DE 2016

INDICE

1. OBJETO Y ALCANCE	3
2. RESUMEN EJECUTIVO	3
3. BREVE INTRODUCCION TEORICA AL CALCULO TARIFARIO	4
4. HISTORIA DE LAS REVISIONES TARIFARIAS Y LAS ACTAS ACUERDO EN LA ARGENTINA – DEPENDENCIA DEL MARCO SOCIO-ECONOMICO	6
4.1. BASE TARIFARIA EN EL MOMENTO DE LA PRIVATIZACION.....	6
4.2 PRIMERA Y SEGUNDA REVISIÓN TARIFARIA – REVISIÓN TARIFARIA MARGINAL Y REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL	7
4.3 EMERGENCIA ECONOMICA – ACTAS ACUERDO.....	8
5. CARÁCTER EXCEPCIONAL DE LA REVISION TARIFARIA REALIZADA LUEGO DE 14 AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA	10
6. CONVENIENCIA PARA EL ESTADO Y LOS USUARIOS DE UNA TARIFA FINAL QUE ALIENTE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA	11
6.1 INTRODUCCION CONCEPTUAL.....	11
6.2 INVERSIONES REALIZADAS DURANTE LOS PRIMEROS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA LICENCIA.....	12
6.3 REDES CEDIDAS POR TERCEROS Y OBRAS DE CASO BASE FINANCIADAS POR TERCEROS.....	13
6.3.1 Descripción de la situación.....	13
6.3.2 Consideración en la Base Tarifaria de las obras cedidas o financiadas por terceros.....	15
7. INTERPRETACIÓN Y ACLARACIÓN DE LA CLÁUSULA DE LAS ACTAS ACUERDO REFERIDA A QUE LA TARIFA DEBE ALENTAR LAS INVERSIONES EN EL SISTEMA	15

8. ASPECTOS TEORICOS Y FORMAS DE TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA BASE TARIFARIA	16
8.1. POSIBLES ENFOQUES DE LA BASE TARIFARIA	16
8.2 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FINANCIERO	17
8.2.1 Aspectos generales	17
8.2.2 Aplicación de la valuación contable en la situación actual de nuestro país	18
8.3 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO	20
8.3.1 Costo de reemplazo depreciado y optimizado (DORC)	21
8.3.2 Valor nuevo de reemplazo en su estado actual de conservación (VNR).....	21
8.3.3 Valor Técnico Residual (VTR) o Valor Técnico Depreciado (VTD)	22
8.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS ENFOQUES DE EVALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA.....	23
8.5 COMPARACIÓN DE LOS ENFOQUES DE VALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA ...	26
9. MODELO PROPUESTO DE VALUACION DE LA BASE TARIFARIA PARA CONTEMPLAR LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO Y EQUIDAD	28
9.1 METODOLOGÍA DE EVALUACION MÁS CONVENIENTE LUEGO DE 14 DE AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA	28
9.2 INCIDENCIA DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN EN LA TARIFA FINAL A LOS USUARIOS.....	28
10 CONCLUSIONES	30



REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2016

TRATAMIENTO DE LA BASE TARIFARIA

DR. ING. RAUL BERTERO

5 de Octubre de 2016

1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente trabajo es presentar un aporte académico para un tratamiento justo y razonable de la Base Tarifaria de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de Gas Natural teniendo en cuenta el Marco Regulatorio, la evolución histórica del sistema desde su privatización hasta la fecha y, especialmente, su sostenibilidad futura para permitir que su evolución impulse el desarrollo industrial y social de nuestro país.

Respecto de la posibilidad legal de la revisión de la metodología para el cálculo de tarifas es importante señalar que el mismo está previsto en el Art. 42 del decreto reglamentario 1738/92: *“La revisión global del método empleado para el cálculo de las tarifas nunca podrá tener efectos retroactivos ni ajustes compensatorios, y se mantendrá por un nuevo período de CINCO (5) años contados a partir de su vigencia, procurando observar los principios de estabilidad, coherencia y previsibilidad tanto para los Consumidores como para los Prestadores. El Ente establecerá las normas de procedimiento para la revisión del método empleado en el cálculo de las tarifas que asegure la participación de los sujetos de la Ley.”*

2. RESUMEN EJECUTIVO

La Base Tarifaria constituye uno de los elementos fundamentales para determinar los márgenes de transporte y distribución y, probablemente, aquél donde más influye el criterio adoptado por el regulador para su determinación.

Es importante reconocer en primer lugar que la Base Tarifaria representa el valor de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio y no su forma de calcularla.

Existen dos métodos reconocidos internacionalmente para calcular la Base Tarifaria, la valuación como activo financiero o contable y la valuación como activo físico. En todos los países, y aún en el nuestro, la elección de uno u otro método ha ido variando en función de la historia de la regulación del servicio y las situaciones particulares. El método de valuación fue adaptándose, en el momento de cada Revisión Tarifaria, de modo de evitar conductas especulativas de los inversores y asegurar la sustentabilidad futura del servicio.

En Argentina, el ENARGAS se inclinó en la segunda revisión tarifaria por una valuación financiera o contable por las razones que se exponen en este trabajo mientras que el ENRE y la mayoría de los

reguladores provinciales de electricidad han optado por la valuación de la Base Tarifaria como activo físico.

Se demuestra en este trabajo la justicia, razonabilidad y conveniencia para los usuarios futuros de los servicios que luego de 14 años de emergencia económica tanto para el sistema eléctrico como el sistema de gas natural se determine la Base Tarifaria de las Licenciatarias como un activo físico.

3. BREVE INTRODUCCION TEORICA AL CALCULO TARIFARIO

La valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio regulado es uno de los principales elementos a definir en el momento de la determinación tarifaria (tanto al inicio de un período de concesión como en las revisiones posteriores).

En términos de la incidencia tarifaria, la remuneración de las inversiones se encuentra influenciada tanto por el costo del capital como por la valuación de los activos necesarios para la prestación del servicio, los cuales son denominados indistintamente como Base Tarifaria, Activos Regulatorios, Base de Remuneración o Base de Capital Regulada (BT es el término que se adoptará en adelante en este informe).

La relevancia de estas variables en la redefinición de tarifas puede resumirse a través de las ecuaciones fundamentales para el cálculo de tarifas. A modo de ilustración se exponen seguidamente las ecuaciones de cálculo de tarifas correspondientes a dos de las principales metodologías utilizadas en la práctica regulatoria. Se puede demostrar que las dos expresiones siguientes llamadas: a) Costo por Período o b) Flujo de Fondos, aplicadas al mismo período de tiempo son matemáticamente equivalentes y conducen al mismo resultado.

- a) Ecuación de cálculo de tarifas en función del costo del servicio en un período:

$$T \times Q_i = Opex_i + Deprec_i + r \times BT_{i-1}$$

- b) Ecuación de cálculo de tarifas mediante flujo de fondos:

$$\sum_{i=1}^N \frac{T \times Q_i}{(1+r)^i} = BT_0 + \sum_{i=1}^N \frac{Opex_i + Capex_i}{(1+r)^i} - \frac{BT_N}{(1+r)^N}$$

dónde:

T = Tarifa

Q_i = Demanda de cada año

BT_{i-1} = valor de la base tarifaria al inicio de cada año

$Opex_i$ = OPEX [gastos de Operación y Mantenimiento (O&M) y Administración y Comercialización (A&C) e impuestos] de cada año

$Capex_i$ = Inversiones de cada año

$Deprec_i$ = depreciaciones o amortizaciones de cada año

r = costo de oportunidad del capital (tasa de retorno "razonable")

i = cada año del próximo período regulatorio

En las ecuaciones anteriores las depreciaciones están consideradas explícitamente en la ecuación a) y en forma implícita en la evolución que experimenta la base tarifaria en la ecuación b) ya que la Base Tarifaria evoluciona año a año según la ecuación siguiente, $BT_i = BT_{i-1} + Capex_i - Deprec_i$.

La determinación de cada uno de los términos de la ecuación tarifaria anterior es el objetivo del conjunto de estudios que componen una Revisión Tarifaria Integral, tal como se resume esquemáticamente en la Fig. 1.

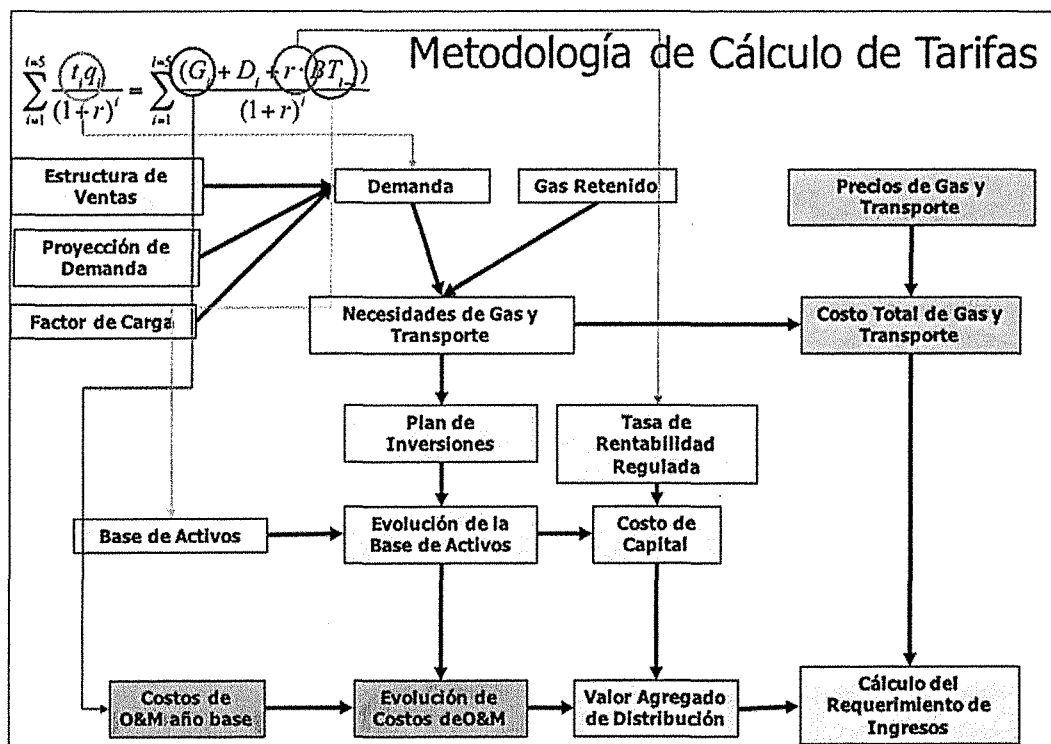


Fig. 1 Aspectos que intervienen en una Revisión Integral de Tarifas

El valor de la tasa de retorno “razonable” aceptada por el regulador surge del cálculo del costo de oportunidad del capital, que busca determinar el retorno que obtendrían los inversores en una actividad de riesgo equivalente. La práctica usual es la que utiliza el promedio ponderado de distintas fuentes de financiamiento de la firma (Deuda y Capitales propios), método conocido como WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

La determinación de la BT implica valuar los activos iniciales así como las inversiones realizadas a lo largo del período regulatorio. El problema de fijar precios para los servicios que se prestan con activos existentes es equivalente al problema de valuar el capital de la firma. Una particularidad de los servicios de transporte y distribución de gas natural, que resulta sumamente relevante desde el punto de vista económico, es la presencia de activos específicos o especializados¹. Si los activos no fuesen especializados, como sucede en otras industrias, para no ser transferidos a otra actividad deberían valuarse al costo de reposición (valor de reventa en el mercado secundario) y obtener un retorno igual al costo del capital.

¹ Activos especializados: son bienes de capital cuyo valor económico fuera del uso específico es irrelevante. Su existencia denota la presencia de “costos hundidos”, ya que una vez realizada la inversión la misma no puede relocarse sin una pérdida de capital significativa: el costo de salida es muy alto

En presencia de activos especializados, la determinación de la BT resulta un aspecto regulatorio destacado. Esto porque la especificidad de los activos introduce la posibilidad de oportunismo y subinversión. Dado que las inversiones en activos especializados constituyen costos hundidos para la firma, éstas no son relevantes para la decisión prospectiva de permanecer en el mercado, la cual dependerá del costo de oportunidad de los recursos que pueden relocalizarse en otras actividades (costos evitables: básicamente conformados por los costos de operación y mantenimiento y las nuevas inversiones). En este contexto, un regulador con objetivos de corto plazo tiene incentivos a subvaluar la BT, de modo que las tarifas sólo cubran los costos evitables e ignoren las inversiones hundidas. En presencia de tales circunstancias, tanto el criterio de valuación escogido como su mantenimiento es relevante para minimizar el problema de subinversión ya que de prever este comportamiento el objetivo de la compañía sería minimizar inversiones.

En Argentina, la cuestión de la valuación de activos y los criterios aplicables en las futuras revisiones tarifarias no fue un punto central de la agenda en el momento de la privatización, aunque en gas natural el esquema regulatorio y el régimen tarifario parecían indicar en forma implícita un enfoque financiero de valuación de activos a partir de la actualización tarifaria en base a la inflación mayorista de la moneda norteamericana (mantener los ingresos en términos constantes para el inversor en su moneda de origen) y en el valor remanente de los activos al final del período de concesión. Resulta claro que dado que las Actas Acuerdo modifican el primero de estos aspectos también pueden definir en forma explícita la metodología de valuación de la BT, al menos para una revisión tarifaria a realizarse luego de 14 años de emergencia económica y congelamiento tarifario.

En el actual contexto regulatorio, la determinación de los criterios de remuneración del capital constituyen el principal problema que debe resolverse. En este sentido, el presente trabajo busca aportar algunos elementos para contribuir a despejar la incertidumbre respecto de las reglas sectoriales futuras y permitir la continuidad y expansión del servicio en forma sostenible.

4. HISTORIA DE LAS REVISIONES TARIFARIAS Y LAS ACTAS ACUERDO EN LA ARGENTINA – DEPENDENCIA DEL MARCO SOCIO- ECONOMICO

Como se demuestra a continuación, las Revisiones Tarifarias en general y la BT en particular dependen fundamentalmente del marco socio-económico en que se desarrollan. Algunos aspectos pueden ser cambiados por decisión de la autoridad regulatoria, esto son todos aquellos que implican modificaciones en el Reglamento del Servicio, sin perjuicio del derecho de la Licenciataria de requerir el correspondiente reajuste de la Tarifa si el efecto neto de tal modificación alterase el equilibrio económico-financiero existente antes de tal modificación (Numeral 18.2. de las RBL). Sin embargo, aquellos que constituyen cambios en las Reglas Básicas de la Licencia requieren del acuerdo entre el poder concedente (el Estado Nacional) y las Licenciatarias.

4.1. BASE TARIFARIA EN EL MOMENTO DE LA PRIVATIZACION

En la Fig. 2 se muestra la evolución histórica de las revisiones tarifarias de gas natural en Argentina. La primera revisión tarifaria se realizó en el año 1998, luego de la privatización de Gas del Estado a fines del año 1992.

En el momento de la privatización las empresas ofertaron por la infraestructura con tarifas establecidas por el Estado. El valor de los activos en ese momento es lo que las Licenciatarias estuvieron dispuestas a pagar en ese momento y, por lo tanto, es natural que inicialmente la BT haya tenido un enfoque financiero o contable definido por el mercado.

Es importante notar que los inversores, sabiendo que a los 5 años se realiza una revisión tarifaria evaluando la BT como activo financiero, pueden adoptar una conducta especulativa para asegurarse el control de los activos. Es decir, ofertar por los activos un valor excesivamente elevado, teniendo una baja rentabilidad en los primeros 5 años pero asegurándose el control en la licitación, alcanzando una suba tarifaria en el momento de la primera revisión. Es por ello que los reguladores cuando realizan una valuación de la BT como activo financiero establecen que la BT no puede ser mayor que su valor como activo físico y definen que la BT es el valor mínimo de los dos.

Sin embargo, es importante reconocer que la definición como un valor mínimo está asociada a la valuación contable. Si el contexto hiciera aconsejable la valuación como activo físico, la valuación contable solo sería un elemento de referencia.

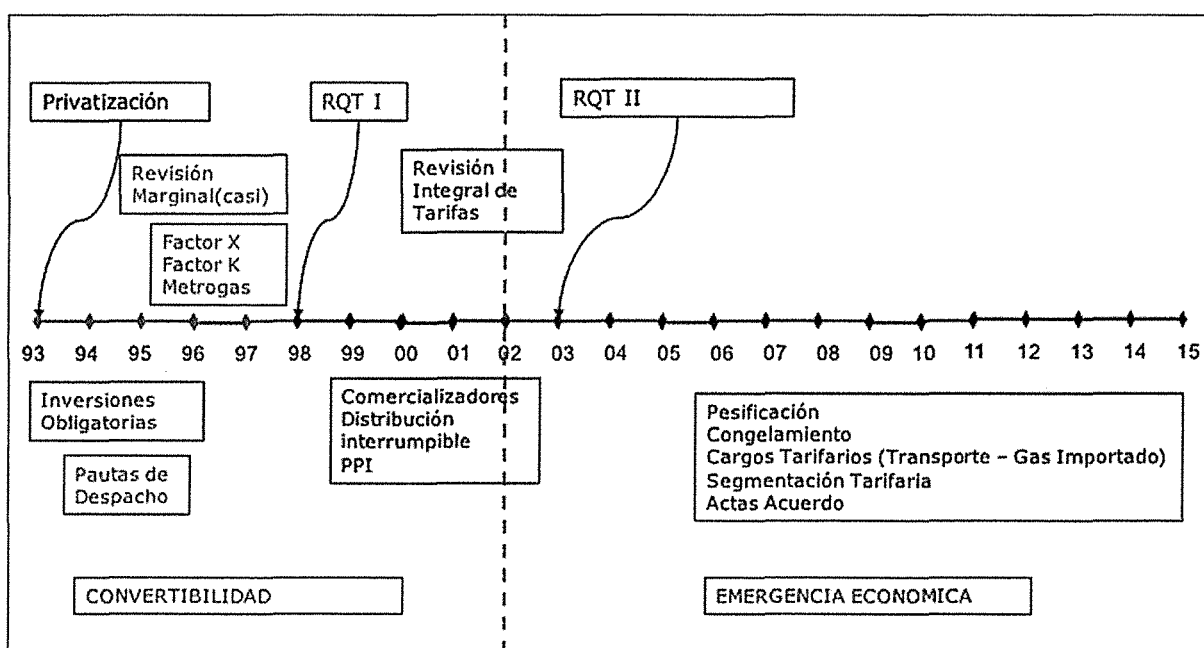


Fig. 2 Evolución histórica de las revisiones tarifarias en el sistema argentino de gas natural

4.2 PRIMERA Y SEGUNDA REVISIÓN TARIFARIA – REVISIÓN TARIFARIA MARGINAL Y REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL

La primer revisión tarifaria, RQT I, fue fundamentalmente una revisión marginal, es decir basada en la determinación de los factores de inversión (K) y factores de eficiencia (X), sin analizar la rentabilidad de las empresas y por lo tanto sin necesidad de evaluación de la BT.

Durante los primeros 5 años desde la privatización, la inflación en Argentina había sido más alta que la inflación en Estados Unidos, por lo cual las tarifas valorizadas en dólares tenían un costo descendente para la población y las empresas y no existía tensión en relación con el valor de las tarifas. En estos primeros años la preocupación regulatoria estuvo concentrada en las Reglas de Despacho y en el aumento sostenido de la capacidad de transporte. En el caso de Metrogas, sin embargo, que había tenido que aumentar considerablemente su reserva de capacidad de transporte se

le consideró esta circunstancia (por lo tanto eludiendo una revisión puramente marginal), mostrando cómo siempre una Revisión Tarifaria debe ajustarse a las condiciones de contexto.

Tanto la privatización como la primera revisión tarifaria fueron realizadas en el contexto de la convertibilidad, con tarifas valorizadas en dólares e indexadas según el PPI (Producer Price Index) de los Estados Unidos. Luego de transcurridos casi 10 años desde la privatización y con el sistema económico argentino en crisis, en el año 2000 el ENARGAS decidió que la segunda revisión (la RQT II) que debía entrar en vigencia en el año 2003 fuera una revisión tarifaria integral, es decir una evaluación de tarifas justas y razonables a partir de la revisión de todos los elementos que entran en juego en la ecuación tarifaria.

En un contexto de normalidad regulatoria, con salarios y tarifas en dólares que permitían la realización de expansiones “a tarifa” (es decir que los flujos adicionales permitían el financiamiento de las inversiones) y a solo 10 años del pago inicial, el ENARGAS decidió realizar una evaluación contable de la BT. Es decir que la BT se calculó a partir de los valores pagados en la privatización sumando las inversiones y restando las depreciaciones.

4.3 EMERGENCIA ECONOMICA – ACTAS ACUERDO

Con la gran crisis económica de fines del 2001, fue declarada la emergencia económica, se suspendió la revisión tarifaria en marcha y las tarifas fueron pesificadas y congeladas al valor previo a la devaluación, durando esta situación casi sin modificaciones para las Licenciatarias de Transporte y Distribución hasta la actualidad.

Es decir que, como se muestra en la Fig. 2, el sistema argentino de gas natural vivió 9 años bajo la convertibilidad y 14 años en emergencia económica. Resulta evidente que cualquier revisión tarifaria que deba hacerse luego de semejante alteración de lo dispuesto por la Ley del Gas del año 1992, además de ser necesariamente una Revisión Tarifaria Integral, debe tener pautas básicas que deben ser redefinidas por acuerdo entre las autoridades y las Licenciatarias, tal como en la práctica sucedió con las Actas Acuerdo suscriptas entre la UNIREN y las Licenciatarias.

En la Fig. 3 se muestra la evolución histórica de la tarifa de transporte Neuquén-Buenos Aires (representativa del resto de las tarifas reguladas en el período considerado) y del salario mínimo en dólares en Argentina desde el año 1993 hasta el año 2015.

La tarifa de transporte osciló entre 0.55 y 0.60 US\$/MMBTU hasta el año 2001. La pesificación tarifaria y la fuerte devaluación inicial dividieron las tarifas por tres en los primeros dos años. En los años siguientes la tarifa en dólares siguió disminuyendo en forma constante hasta alcanzar en el año 2015 valores de aproximadamente 1/6 de los existentes en la década del 90.

Paralelamente, el salario mínimo también sufrió un fuerte descenso en los primeros dos años. Sin embargo contrariamente a lo sucedido con las tarifas reguladas, a partir del año 2003 inició una recuperación sostenida. En el año 2006 ya había alcanzado los valores de la década del 90 (200 US\$) y alcanzando un máximo de casi 600 US\$ en el año 2013.

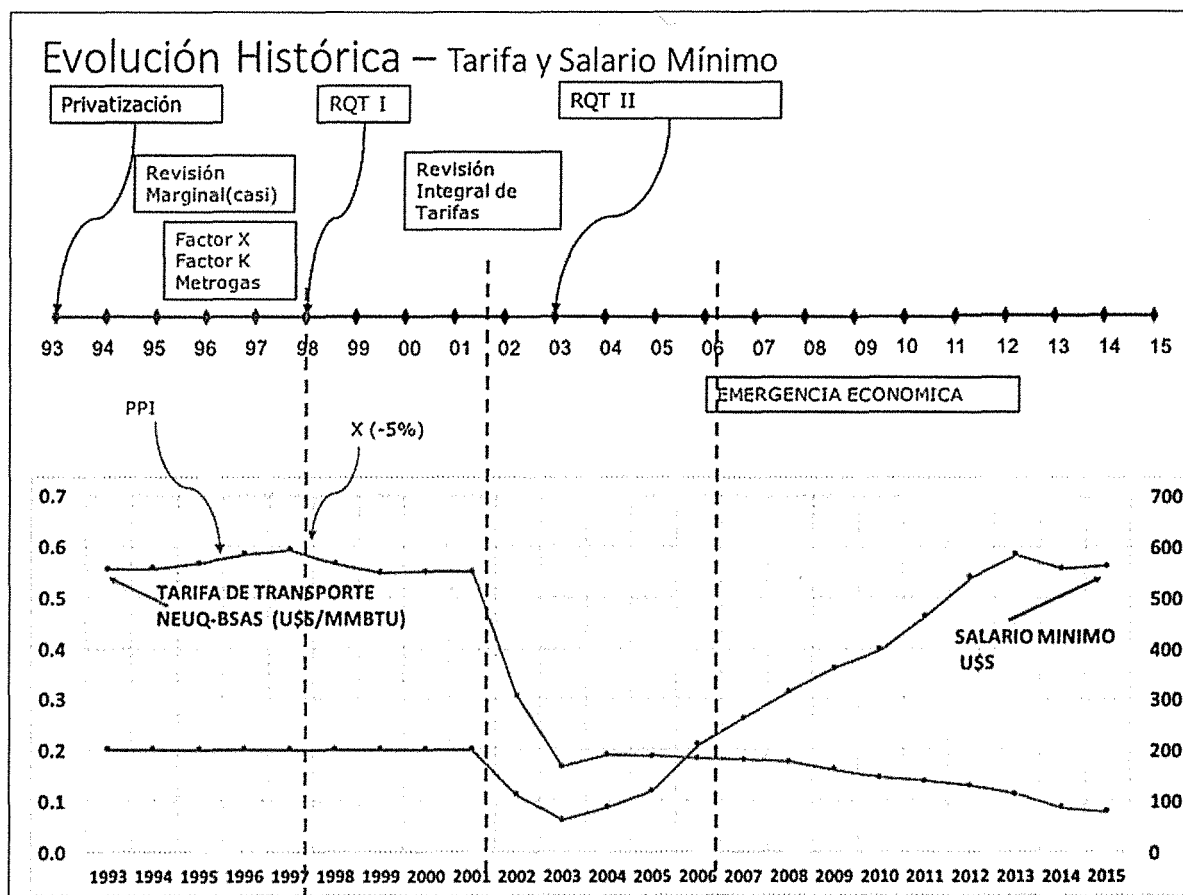


Fig. 3 Evolución histórica de la tarifa y el salario mínimo

En la Fig. 4 se muestra la evolución de la tarifa de transporte Neuquén-Buenos Aires en dólares dividida por la tarifa del año 1993 hasta llegar a valores de 1/6 en el año 2015.

También se indica en dicha figura el valor de la Tarifa dividida por el Salario Mínimo de cada año en relación con ese valor correspondiente al año 1993. Se puede apreciar en la figura que dicha relación se mantuvo aproximadamente igual a uno hasta el año 2003. A partir de dicho año la relación Tarifa/Salario Mínimo descendió fuertemente hasta aproximadamente 1/3 en el año 2006 para seguir descendiendo en forma más lenta en los años siguientes hasta menos de 1/10 en el año 2015.

Este gráfico muestra claramente que las actuales dificultades de normalización tarifaria tienen su origen en la falta de acompañamiento de las tarifas reguladas a la mejora del salario real conseguida a partir del año 2003.

La excepcional disminución tarifaria tiene una gran incidencia en la forma de evaluación de la Base Tarifaria a ser realizada luego de varios años de emergencia económica. Las tarifas notablemente bajas de las Licenciatarias, que claramente no se corresponden con las tarifas justas y razonables a las cuales tienen derecho por la Ley del Gas según se desprende de la simple comparación anterior, impidió a las Licenciatarias (varias de ellas en situación de "default") realizar inversiones significativas lo cual llevó a una marcada disminución de su base tarifaria contable.

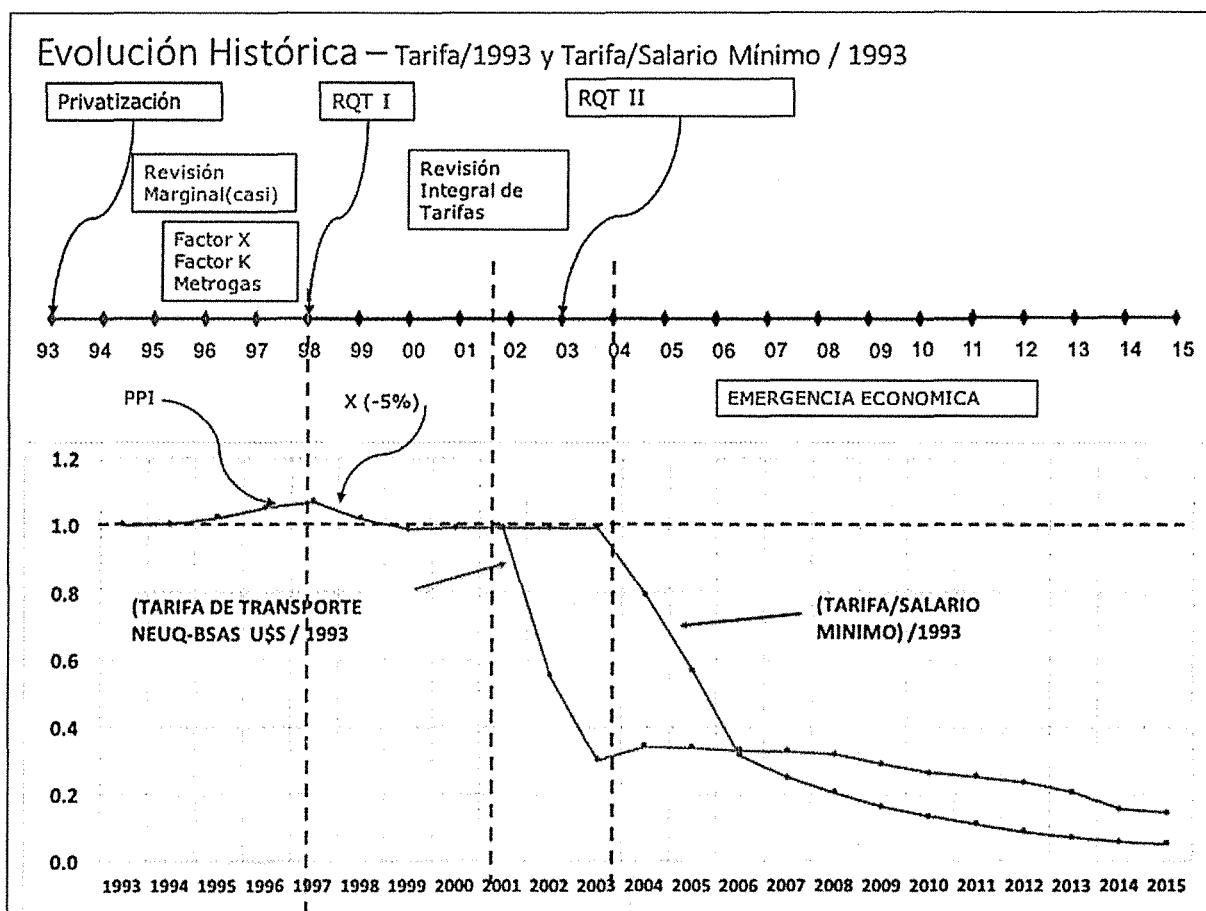


Fig. 4 Evolución histórica de la Tarifa y la relación Tarifa/Salario mínimo

Es decir que, si el Estado Argentino luego de 14 años de emergencia económica decidiera realizar una valuación contable de la base tarifaria estaría afectando doblemente a las Licenciatarias. Las perjudicó durante 10 años por no actualizar las tarifas y además las estaría perjudicando en el futuro al no reconocerles una base tarifaria que seguramente habría sido más alta si esos ingresos se hubieran ajustado de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Gas.

Aún si el regulador optara por aprovechar el carácter hundido de las inversiones para, mediante una valuación contable mantener artificialmente baja la BT, estimar la base tarifaria por debajo de su valuación como activo físico perjudicará notablemente las inversiones futuras, la flexibilidad del sistema para seguir los cambios en la oferta y demanda de gas natural y la modernización y eficiencia de las redes como se describe más adelante en este informe.

5. CARÁCTER EXCEPCIONAL DE LA REVISION TARIFARIA REALIZADA LUEGO DE 14 AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA

Consideremos la ecuación de cálculo de tarifas en función del costo del servicio por período que habíamos llamado ecuación a) en la Sección 3.

$$T x Q_i = Opex_i + Deprec_i + r x BT_{i-1}$$

Si suponemos que el Regulador decide realizar una valuación contable de la Base Tarifaria, esta evoluciona año a año a partir de la suma de las inversiones y la resta de las depreciaciones

$$BT_i = BT_{i-1} + Capex_i - Deprec_i$$

A lo largo de 14 años de emergencia económica con tarifas entre 1/3 y 1/6 de los valores justos y razonables que habrían surgido de una revisión tarifaria (ver Fig. 4), las inversiones se redujeron a un mínimo y la base tarifaria resultante es aproximadamente

$$BT_{14} = BT_0 - \sum_{i=1}^{14} Deprec_i$$

Es decir que como consecuencia de la prolongada falta de actualización de tarifas, la Base Tarifaria de las Licenciatarias disminuye notablemente. En el límite, de continuar esta situación durante el número de años de vida útil de las instalaciones, la Base Tarifaria tendería a 0 y la tarifa solo retribuiría costos operativos. Esta situación, resulta en un doble castigo para las Licenciatarias ya que no solo no recibieron las tarifas que les hubieran correspondido en el pasado, sino que como consecuencia de ello tampoco recibirán una retribución razonable por sus activos en el estado actual ya que el valor residual contable no refleja razonablemente el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio, su estado de mantenimiento, ni su vida útil remanente real. Es decir, si se hubiese autorizado un incremento tarifario, las licenciatarias podrían haber realizado inversiones, lo cual hubiese generado que la base tarifaria actual sea mayor. Debe recordarse que la Base Tarifaria representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio que claramente en el ejemplo límite analizado no sería igual a cero.

Aún más importante para el Estado ² y los usuarios son las consecuencias negativas de esta decisión sobre el nivel de inversiones futuras, la optimización y modernización del sistema de gas natural que traería aparejado la decisión de realizar una valuación contable de la Base Tarifaria luego de 14 años de emergencia económica como se muestra en la sección siguiente.

6. CONVENIENCIA PARA EL ESTADO Y LOS USUARIOS DE UNA TARIFA FINAL QUE ALIENTE LAS INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURA

6.1 INTRODUCCION CONCEPTUAL

Supongamos un caso extremo donde la Base Tarifaria tendiera a cero y la tarifa solo remunerara operación y mantenimiento. En este caso las posibilidades de inversión en el sistema serían las

² La importancia para el Estado de alentar las inversiones se ve reflejada en el Marco Legal reiteradamente como se desprende de las siguientes citas: Ley 24076 art. 2 inc. B) "... y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo.". Decreto 1738/92 art. 2 inc. (5) "A fin de aplicar la política de libre acceso, el Ente emitirá normas de alcance general que resulten compatibles con tal principio incluyendo: ... (ii) disposiciones que alienten las inversión para incrementar la capacidad del sistema,..."

siguientes: a) Inversión a realizar por las Licenciatarias como factor K o b) Inversiones realizadas por el Estado o por terceros.

En el caso de las inversiones como factor K, los proyectos deben ser propuestos por las Licenciatarias y aceptados por el ENARGAS en el momento de la revisión tarifaria. Por las razones expresadas anteriormente, si el Regulador convalida una valuación contable de la Base Tarifaria en las condiciones actuales lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.

En cuanto a las inversiones realizadas por el Estado o por terceros se aplican las mismas limitaciones anteriores con el agravante de que no existen incentivos a la realización de obras más económicas para la sociedad y, peor aún, en muchos casos existen incentivos en sentido contrario. Este sistema de inversión estatal fue precisamente el ejecutado por el gobierno anterior bajo la forma de fideicomisos que resultaron en obras costosas y no siempre justificadas por la evolución de la oferta de gas.

Por el contrario, si la tarifa de transporte y distribución permitiera la realización de “expansiones a tarifa”, es decir que la tarifa permitiera el pago del financiamiento para la realización de la expansión, el sistema iría evolucionando en forma óptima siguiendo las variaciones de los patrones de oferta y demanda de gas natural.

6.2 INVERSIONES REALIZADAS DURANTE LOS PRIMEROS AÑOS DE FUNCIONAMIENTO DE LA LICENCIA

Durante los primeros 9 años desde la privatización, antes de la emergencia económica, la mayor parte de las inversiones en el sistema de transporte y distribución se realizaron “a tarifa” como se muestra en las Fig. 5 y Fig. 6, donde se indican las inversiones anuales en millones de dólares de las dos transportistas y las 8 distribuidoras.

Como se puede ver en la figura, tanto las inversiones obligatorias establecidas en la privatización como las realizadas como factor K en la primera revisión tarifaria tuvieron valores relativamente pequeños. Sin embargo, el sistema casi duplicó su capacidad de transporte entre los años 1993 y 2000, realizando expansiones óptimas a medida que las mismas eran requeridas por las Distribuidoras y Grandes Usuarios, luego de que estos acordaron con los productores la disponibilidad de gas natural desde las distintas cuencas.

Como en casi todos los casos la tarifa regulada permitía pagar el financiamiento de las expansiones, los usuarios que requerían capacidad de transporte solo debían solicitarla en los llamados “Open Season” y realizaban contratos de transporte por los que solo empezaban a pagar el valor de la tarifa regulada una vez terminada la obra. Bajo este sistema, la Licenciataria tiene un fuerte incentivo a optimizar la obra y los costos de ejecución ya que ello redunda en un beneficio económico. En la próxima revisión tarifaria ese beneficio puede ser compartido por los usuarios al evaluar la rentabilidad.

La única condición para que este sistema funcione es que la base tarifaria de la Licenciataria contemple el costo marginal de largo plazo de las expansiones optimizadas, es decir que se corresponda con una evaluación de la base tarifaria como activo físico y no como un activo financiero.

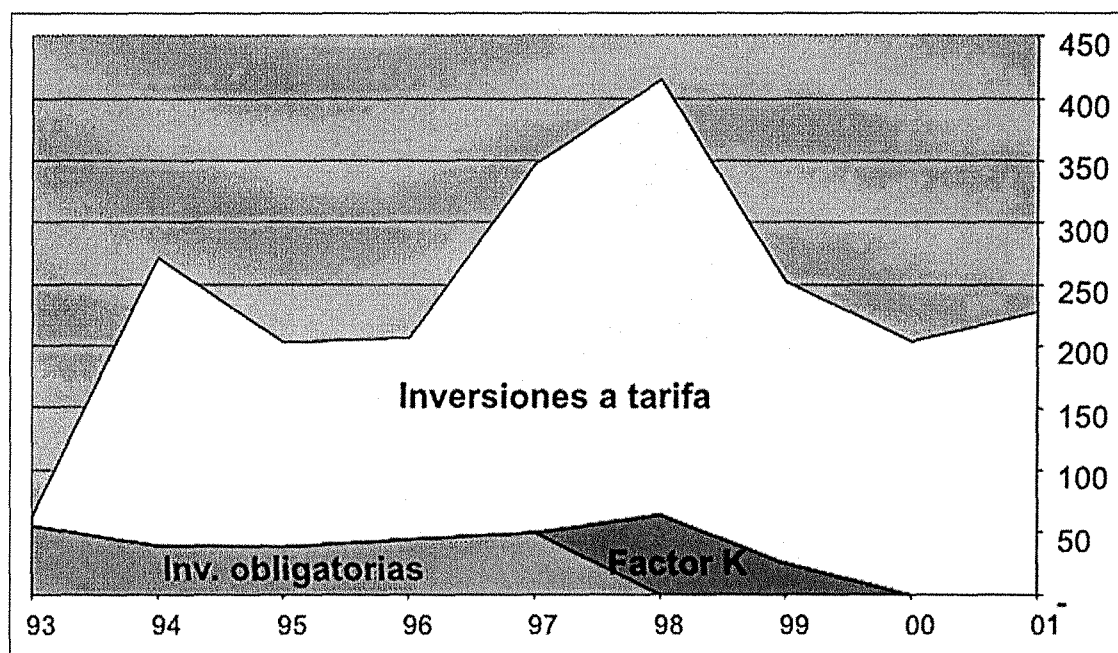


Fig. 5 Inversiones en transporte 1993 -2000

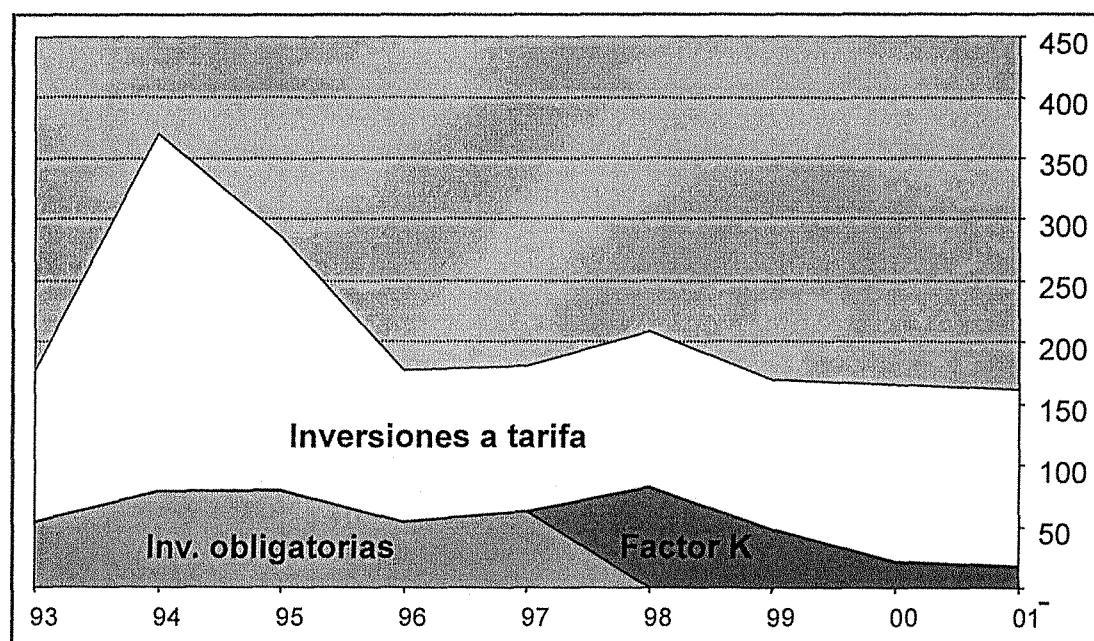


Fig. 6 Inversiones en distribución 1993-2000

6.3 REDES CEDIDAS POR TERCEROS Y OBRAS DE CASO BASE FINANCIADAS POR TERCEROS

6.3.1 Descripción de la situación

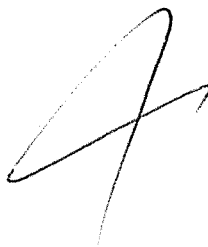
En el caso de las Licenciataria de Transporte han existido durante la emergencia económica un conjunto de expansiones financiadas por terceros mediante un sistema de fideicomisos.

Por su parte, en el caso de las Licenciatarias de Distribución ha habido en general un conjunto de obras de expansión que en condiciones normales son financiadas fundamentalmente por terceros con aportes de las Distribuidoras y luego transferidas a las Distribuidoras (Obras realizadas por terceros) y obras de confiabilidad del sistema realizadas luego de las crisis económica del 2001 que debido a la notable insuficiencia tarifaria mencionada anteriormente se realizaron con aportes de los gobiernos provinciales y/o nacional (Obras encuadradas como caso base). Se desarrolla a continuación la situación en estos casos.

- a) Obras realizadas por terceros: mediante el dictado de la Resolución 910/09, se dispuso el tratamiento de las obras de expansión solicitadas por terceros durante el período de transición. Aclarándose expresamente en el Anexo VI, último párrafo "...que los valores resultantes de la aplicación de la metodología de determinación de la contraprestación citada en los párrafos precedentes, revestirán el carácter de provisorios hasta tanto concluyan las revisiones tarifarias y puedan determinarse los valores de negocio definitivos de los distintos proyectos".
- b) Obras encuadradas como Caso Base: como consecuencia de la vigencia de la Ley de Emergencia Económica y la suspensión de las Revisiones Tarifarias, este tipo de obras no pudieron ser realizadas por las Licenciatarias con fondos provenientes de la tarifa, y dado que son obras que se vinculan con la confiabilidad del sistema, las empresas tuvieron que recurrir a buscar soluciones coyunturales. En este contexto los gobiernos provinciales canalizaron fondos del Estado Nacional o Provincial para solventarlas, y dada la situación especial, en algunos casos, las mismas fueron transferidas en propiedad y en otras situaciones en usufructo. En el primero de los casos (transferencia en propiedad) conforme lo dispuesto por el ENARGAS igual que en el caso anterior hasta tanto se normalice el sistema con una Revisión Tarifaria Integral las mismas fueron valorizadas en el activo sólo por los gastos o erogaciones generadas para su incorporación al mismo y en el caso de los usufructos, las mencionadas obras no se incorporaron en el activo. (El ENARGAS ordenó a las distribuidoras, encuadrar estas obras dentro de la Resolución 910/09)

En esta situación, las obras no están valorizadas en el activo por su valor de construcción, tal como hubiera ocurrido normalmente si las empresas hubieran tenido la tarifa que les correspondía de acuerdo con la Ley del Gas. En este caso resulta evidente que las mismas resultarían parte de la BT si la misma se evaluara en función de los activos eficientes necesarios para la prestación del servicio. Por lo tanto, una valuación de la BT como activo físico sin duda contemplaría a los mismos dentro de la BT.

Es importante destacar que en este caso, debido a que las inversiones para mantener la confiabilidad del sistema constituyen inversiones obligatorias de la Distribuidora, las mismas no pueden ser consideradas obras de expansión, donde alguno de los terceros interesados podría haber financiado las mismas como mencionamos en el caso a), y consecuentemente ser encuadradas en la Resolución del Enargas que solo comprende obras de este tipo.



Son obras que por sus características de permitir "Adecuar y/o incrementar la capacidad de suministro mediante refuerzos de los sistemas de Distribución, permiten acompañar el crecimiento vegetativo de la demanda", como se describe a las obras Caso Base en el marco de las revisiones tarifarias, con lo cual, son obras que la Distribuidora, si hubiera contado con

el ingreso tarifario, de acuerdo a las previsiones del Marco Regulatorio, debió haberlas financiado y, por lo tanto, formarían parte de la BT.

En el pasado distintos autores han mencionado la posibilidad de crear un “activo regulatorio” para tener en cuenta aquellas obras que fueron financiadas por los gobiernos como consecuencia de la notoria falta de actualización tarifaria de las compañías, y que resulta claro, que estas deberían haber hecho con sus ingresos si estos hubieran sido suficientes. Si como caso extremo una Licenciataria tuviera todos sus activos bajo estas condiciones, y no se considerara este “activo regulatorio”, la empresa no tendría ninguna retribución por las mismas y correría con todo el riesgo de la operación de las mismas sin tener ninguna retribución.

6.3.2 Consideración en la Base Tarifaria de las obras cedidas o financiadas por terceros

Surge de lo anteriormente descrito que, además del obvio reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento, las Licenciatarias cargan con toda la responsabilidad por cualquier accidente en las mismas, por imagen de marca, reputación nacional e internacional, aporte de know-how, capital de trabajo, capacidad de operación disponible, la necesidad de realizar inversiones para la expansión vegetativa, etc.

Se desprende de este análisis que existen dos posibilidades de evaluar estos factores: i) una BT específica correspondiente a la valuación técnica de las obras cedidas o financiadas por terceros (que se incorporen como Activo Regulatorio sin depreciación), con una tasa de rentabilidad específica y diferente de la general o ii) o una BT que incluya parte de las obras cedidas o financiadas por terceros con una tasa de rentabilidad regulada única. La valuación de la parte de las obras cedidas o financiadas por terceros podría realizarse de tal modo de obtener el mismo valor que surgiría de la alternativa i).

En el caso puntual de las Obras encuadradas como Caso Base, que son indispensables para la prestación del servicio, el Regulador, podría reconocer a la Licenciataria, como inversión, la adquisición de estos gasoductos o redes, al costo de construcción y formar parte a ese valor, de la base tarifaria.

7. INTERPRETACIÓN Y ACLARACIÓN DE LA CLÁUSULA DE LAS ACTAS ACUERDO REFERIDA A QUE LA TARIFA DEBE ALENTAR LAS INVERSIONES EN EL SISTEMA

Las últimas Actas-Acuerdo firmadas por las Licenciatarias incluyen explícitamente el concepto de que las tarifas deben alentar las inversiones en el sistema tal como ya estaba presente en el Marco Regulatorio (ver Sección 5). Surge de lo discutido anteriormente que la valuación contable de la BT no cumple con esta condición.

Como ya hemos explicado debido a la existencia de una tarifa por debajo de los valores establecidos en la Licencia y, aún más, por debajo de cualquier valor razonable, las Licenciatarias se vieron impedidas de realizar inversiones durante el largo período de vigencia de la Ley de Emergencia Económica. Como consecuencia, una valuación contable de la BT conduciría a un valor tarifario

muy por debajo de los niveles que permitirían realizar inversiones a las Licenciatarias salvo bajo el sistema del factor K previsto en la Licencia. Hemos visto también que en estas condiciones lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K³ y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.

Surge de lo anteriormente expuesto que para cumplir con la condición de que las tarifas resultantes alienten las inversiones en el sistema la valuación de la BT debería ser realizada como un activo físico, utilizando algunas de las metodologías que se describen en el punto siguiente.

Por otro lado existe un inconveniente adicional a la valuación contable de la BT: requiere el uso de índices de actualización oficiales. Los índices oficiales del gobierno argentino serán objeto de cuestionamiento y judicialización por parte de las licenciatarias, fundado en la emergencia estadística y los mismos considerandos del Decreto N° 55/16. Los índices oficiales del exterior (mucho más representativos de la realidad de los bienes transables) podrían ser objeto de cuestionamiento y judicialización por parte de las asociaciones de consumidores. Además, si el Ente ajusta con los índices locales, la discrecionalidad en que incurrirá pondrá en duda la principal ventaja del criterio del costo histórico: preservar el poder de compra de las inversiones para estimular nuevas inversiones.

8. ASPECTOS TEORICOS Y FORMAS DE TRATAMIENTO REGULATORIO DE LA BASE TARIFARIA

8.1. POSIBLES ENFOQUES DE LA BASE TARIFARIA⁴

A nivel internacional la práctica regulatoria no exhibe un consenso con respecto a la metodología más apropiada para valuar la BT, coexistiendo una serie de metodologías alternativas. En algunos casos, las normas regulatorias o los contratos establecen en forma predeterminada cierto enfoque metodológico, mientras que en otros casos la agencia regulatoria debe optar por alguna de las alternativas de valuación en el momento de revisar las tarifas o renegociar contratos.

Una primera aproximación implica reconocer una valuación de la BT acorde al valor económico que reflejan los activos de la firma. De esta forma se podría valuar dicha base en función del precio de demanda de los bienes de capital, determinado por el valor presente de los beneficios netos que un activo puede generar durante su “vida útil”.

³ Las inversiones por el mecanismo de factor K son recuperadas vía tarifa a largo plazo una vez que las obras están habilitadas, por lo que requieren de un financiamiento hoy no accesible para las compañías. Esta situación podría cambiar si se consideraría un período de repago inferior como fue utilizado en el caso de los fideicomisos para las inversiones de transporte.

⁴ Esteban Greco y Raúl Bertero (2004) – “La remuneración del capital y la tarifa post-devaluación”. CEARE

$$BT_0 = \sum_{i=1}^N \frac{T \times Q_i - Opex_i - Capex_i}{(1+r)^i} + \frac{BT_N}{(1+r)^N}$$

El problema con dicha metodología, cuando el valor de la BT debe ser utilizado para el cálculo de tarifas, radica en que genera un sistema de ecuaciones subdeterminado, pudiendo obtenerse distintos pares de valores de BT y tarifas que sean consistentes entre sí debido a la circularidad del cálculo.

En términos generales se observan 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. Estos enfoques servirán de guía para la exposición de las próximas secciones.

Tabla 1 Clasificación de las metodologías de valuación según el enfoque adoptado

<i>Enfoques</i>	
BT como Activo Financiero	BT como Activo Físico
Valuación a Costos Históricos	Costo de reemplazo optimizado
Valor de mercado	depreciado (DORC)
Valuación Financiera (Valor privatización)	Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)
$\Rightarrow BT_t = BT_{t-1} + I_t$	$\Rightarrow BT_t = P_t S_t$
Donde	Donde
BT_t : BT al final del período t	P: Precio de los activos
I: Nuevas inversiones netas	S: Stock de activos necesarios para prestar el servicio

8.2 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FINANCIERO

8.2.1 Aspectos generales

El tratamiento de la BT como un activo financiero implica que se busca mantener en el tiempo el valor de la inversión, es decir que el poder adquisitivo del inversor, implícito en la remuneración del capital, sea constante en términos reales. Ello no significa garantizar un nivel determinado de retorno sino utilizar un mismo criterio de valuación de activos de modo que el valor actualizado de la BT al final de un ciclo tarifario (dado por una revisión tarifaria) sea utilizado como punto de partida para el cálculo de las tarifas del siguiente período.

Con este enfoque 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.

Algunas variantes del enfoque financiero de la BT han sido desarrolladas en aquellos casos donde existió un cambio estructural que impedía la valuación histórica. Una primera variante viene reflejada por la visión adoptada en Gran Bretaña a posteriori del proceso de privatización. Dada la discontinuidad "institucional" en el tipo de firma (de propiedad pública a privada), el regulador se veía imposibilitado de utilizar el valor histórico para valorar a la firma, por lo que la valuación inicial surgió de considerar el valor de mercado de las acciones en el momento de la privatización. Si el valor a considerar por el regulador (en la revisión tarifaria) hubiera correspondido a lo asentado en libros, las empresas hubieran obteniendo ganancias extraordinarias, debido a que los valores pagados en el momento de la privatización resultaron inferiores al valor de libros que poseían las nuevas empresas. Es por tal motivo que dichos valores fueron ajustados considerando los **precios de mercado** de las acciones de las empresas privatizadas en un período base que busque evitar el problema de circularidad.⁵

En la Argentina, a semejanza del caso británico, la privatización discontinúa los valores "referentes" a utilizarse, lo cual impide utilizar el esquema de valor de libros. Sin embargo, a diferencia de lo observado en aquel país, las privatizaciones en la Argentina no implicaron (en todos los casos) una apertura del capital de la firma al mercado, ni tampoco los principales accionistas presentaban como característica su "atomización" en el mercado. Ambos fenómenos, sumados al carácter reputacional del proceso privatizador y a las condiciones macroeconómicas imperantes, impulsaron un esquema de valuación de tipo financiero diferente al observado en Gran Bretaña. El objetivo en la valuación de BT era mantener el poder de compra de los inversores en el mercado internacional. Dada la poca liquidez del mercado de capitales local, la determinación de la BT inicial se asoció en nuestro país con su **valuación en el momento de la privatización**.

8.2.2 Aplicación de la valuación contable en la situación actual de nuestro país

Como ya hemos aclarado anteriormente la excepcional disminución tarifaria tiene una gran incidencia en la forma de evaluación de la Base Tarifaria a ser realizada luego de varios años de emergencia económica. Las tarifas notablemente bajas impidieron a las Licenciatarias (varias de ellas en situación de "default") realizar inversiones significativas lo cual llevó a una marcada disminución de su base tarifaria contable. Es decir no solo las tarifas estuvieron por debajo de los valores establecidos en el Marco Regulatorio, afectando notablemente por 14 años el mantenimiento en el tiempo de la inversión, sino que como consecuencia la base tarifaria seguramente habría sido más alta si esos ingresos se hubieran ajustado de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Gas.

⁵ En Reino Unido, en el caso del gas, se ajustó el valor de libros (superior al de mercado) mediante la MAR (market-to-assets ratio=60%) utilizando un período base (1991) para evitar la circularidad

Por otra parte, desde el punto de vista del ajuste contable de la BT es conveniente recordar lo mencionado por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas en relación con el ajuste por inflación de los Estados Contables de Entes de la República Argentina:

- El decreto (PEN) 55/2016 que declara en estado de emergencia administrativa al Sistema Estadístico Nacional reconoce de manera contundente la situación descripta en los párrafos 3 y 4 de sus considerandos:
 - Que información de dominio público da cuenta de una administración irregular del Organismo a partir de un conjunto de circunstancias, algunas de ellas oportunamente denunciadas ante la Justicia Nacional en lo Criminal y Correccional Federal, que fueron desenvolviéndose desde el año 2006 y hasta el cambio de las autoridades nacionales ocurrido el 10 de diciembre pasado, que dieron lugar al desplazamiento de sus puestos de trabajo de buena parte del personal de supervisión técnica del Organismo reemplazado en ocasiones por personal sin la debida calificación.
 - Que al asumir las nuevas autoridades del Instituto Nacional de Estadística y Censos han podido verificar que existe una situación anómala en el Organismo que le impide, en la actualidad brindar con regularidad el servicio a cargo, suministrando información estadística suficiente y confiable en temas particularmente sensibles como precios al consumidor, producto bruto interno y comercio exterior, estimando que el proceso de reordenamiento interno habrá de demorar no menos de seis meses.

Por lo expuesto, se concluye que existiendo un pronunciamiento oficial que claramente indica la falta de fiabilidad de las estadísticas públicas producidas en los últimos años en la Argentina, el IPIM – actual índice que debe ser utilizado para practicar el ajuste por inflación – distorsionaría la información y no permitiría alcanzar los requisitos para que la información contenida en los estados contables sea útil.

Alternativas para solucionar la situación patrimonial de los entes por la falta de aplicación del ajuste por inflación:

1. Revaluar los activos no financieros de largo plazo de los entes medidos en base a costos históricos (por ejemplo, bienes de uso).
2. Ajustar el capital y otros componentes apropiados del patrimonio de un ente.

Las prácticas internacionales han mostrado su preferencia por soluciones basadas en el uso de valores de mercado frente al efecto de la inflación sobre la información contable.

Para ello podría utilizarse el trabajo de Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la Prestación del Servicio Público encargado por ENARGAS, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral, con el objeto de determinar el valor técnico de los activos utilizados para la prestación del servicio, considerando su estado actual de conservación y vida útil remanente.

Por otra parte, es importante considerar que la Resolución 1660 del Enargas acepta la realización de revalúos técnicos. En la pág. 116 de la Resolución 1660, ésta dice, respecto a la cuenta de Revalúo Bienes de Uso, “esta cuenta sólo podría utilizarse en la medida que esta modalidad de revalúo sea aceptada por la normativa vigente y se acredite previamente ante el ENARGAS el cumplimiento de

la totalidad de los requisitos exigidos por la misma”. Se entiende que por la normativa vigente, se refiere a la normativa contable, según la cual se pueden hacer revalúos técnicos.

8.3 BASE TARIFARIA COMO ACTIVO FISICO

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. Es por ello que el principal objetivo perseguido por este enfoque se vincula con otorgar un valor a la firma que le permita a ésta mantener la capacidad productiva necesaria para su funcionamiento en forma “eficiente”.

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. Por ejemplo, suele ser el enfoque utilizado para la determinación de los cargos de interconexión de redes de comunicaciones a través de la metodología TELRIC (Total Element Long Run Incremental Cost).

En cuanto al funcionamiento “eficiente”, se lo asocia con el tamaño de planta (red) “óptimo” y en este sentido, el proceso de determinación de la BT no conlleva solamente la valuación de los activos existentes sino también la exclusión de los activos considerados innecesarios o redundantes. Sin embargo, pese a que este procedimiento suele ser citado como una característica del enfoque de la BT como activo físico, también puede ser aplicable al enfoque financiero, como lo muestra la exclusión de inversiones “imprudentes” en la experiencia norteamericana y de activos “innecesarios” en la experiencia más reciente de gas y electricidad en Argentina.

En términos metodológicos el costo de reemplazo se halla generalmente calculado a partir de la utilización de distintas técnicas, entre las cuales se encuentran las siguientes: DORC (Depreciated Optimised Replacement Cost), VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) y VTR O VTD (Valor Técnico Residual o Valor Técnico Depreciado).

El criterio del costo de reposición es utilizado tanto por el regulador en Nueva Zelanda como en Australia. En Australia, en las provincias de New South Wales y Victoria, se utilizó el costo de reemplazo para determinar la tarifa inicial. Sin embargo, en las revisiones posteriores se adoptó un enfoque financiero que tomó como punto de partida el valor reconocido en la tarifa inicial. Esto podría ser utilizado en las futuras revisiones tarifarias en Argentina luego de la presente revisión y una vez normalizada la industria de gas natural.

Dentro del contexto latinoamericano y considerando lo observado en el sector eléctrico, tanto Perú como Chile utilizan una variante de los criterios de valuación según el costo reposición que es la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de una *empresa eficiente o empresa modelo*.

8.3.1 Costo de reemplazo depreciado y optimizado (DORC)

Este procedimiento mide el costo actual de reemplazar un activo de la forma más eficiente y moderna posible, depreciado de acuerdo a la antigüedad y uso del activo existente.

El proceso de optimización establece, desde una perspectiva ingenieril, cuáles son los activos más eficientes necesarios para producir un nivel específico de servicios, dada la tecnología existente. Todo activo que no contribuya a la provisión del servicio, es decir, a la capacidad operativa de la red, es excluido del valor de la BT, disminuyendo así los precios que deberían pagar los usuarios;

El cálculo del DORC comprende varias etapas:

- Registro detallado de los activos de la firma (cantidad, localización, estado, antigüedad y mantenimiento de los activos)
- Cálculo del costo de reemplazo de los activos
- Cálculo de la depreciación basado en la antigüedad del activo existente (Método Asset Life: vida útil total activo = años uso + vida útil remanente)
- Optimización del sistema: determinar una configuración de redes apropiada teniendo en cuenta factores como uso actual y futuro, seguridad de abastecimiento, capacidad ociosa, activos innecesarios;
- Determinar el DORC;

El objetivo implícito en la elección de este método de valuación se vincula con mantener competitivo el sector. Siguiendo esta metodología y un estimador del WACC de mercado, se podría imitar el resultado competitivo. En este sentido, la valuación debe ser consistente con el precio fijado por un entrante en la industria (ACCC, 1999).

8.3.2 Valor nuevo de reemplazo en su estado actual de conservación (VNR)

A diferencia de la metodología precedente, el método del VNR, sumado a una retribución del capital calculada como una anualidad fija, no requiere fijar un criterio explícito de depreciación. Al calcularse una anualidad en función del horizonte del proyecto (de la concesión o de la vida promedio estimada de los activos) y de la tasa de retorno aprobada, se unifican en dicha anualidad dos conceptos que en la metodología de cálculo de tarifas en función del costo del servicio por período se encuentran separados: la recuperación del valor del activo representada por la depreciación y el retorno sobre la BT. Financieramente, la anualidad fija lleva implícita una depreciación lenta de los activos (menor al inicio y mayor al final) y un retorno acelerado (mayor al inicio y menor al final).

$$CK = COK + CMK = BT_0 \left[\frac{wacc}{1 - (1 + wacc)^{-VU}} \right]$$

Donde CK es el costo de capital, COK el costo de oportunidad del capital y CMK la depreciación. Considerando un Método Francés de depreciación económica, el costo de capital es una anualidad constante e incluye al costo de oportunidad del capital y la depreciación.

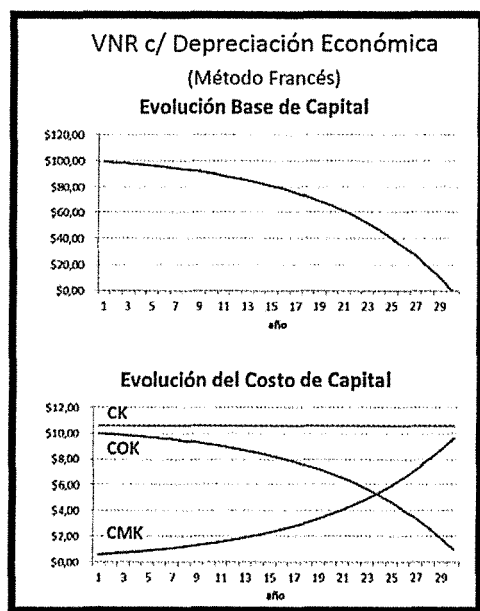


Fig. 7 Valor Nuevo de Reemplazo

Esta es la metodología aplicada en los casos del sector eléctrico en Chile y Perú, en los cuales la remuneración del capital que se incorpora al cálculo del valor agregado de distribución surge de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del “sistema económicamente adaptado”.

Este concepto de “sistema económicamente adaptado” se vincula con el de empresa modelo y se define como aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio.

Esta metodología es incluida en este informe para presentar el panorama teórico de las variantes principales disponibles. Sin embargo, sería de muy difícil aplicación al caso de la RTI de las empresas de gas de nuestro país ya que obligaría no solo a un cambio en el input del modelo tarifario (BT a valor de reposición vs BT contable) sino también cambiar por completo el modelo de cálculo, incluyendo una anualidad fija.

8.3.3 Valor Técnico Residual (VTR) o Valor Técnico Depreciado (VTD)

El cálculo del VTR comprende varias etapas:

- Registro detallado de los activos de la firma necesarios para la prestación del servicio (cantidad, localización, estado, antigüedad y mantenimiento de los activos);
- Cálculo del costo de reemplazo de los activos necesarios para la prestación del servicio a los valores actuales de construcción o compra;
- Cálculo de la depreciación basado en su estado actual de conservación y vida útil remanente del activo existente;
- Determinación del VTR

Este método ha sido utilizado en la actual propuesta de RTI por EDENOR y EDESUR, pero teniendo en cuenta la vida útil regulatoria de cada uno de los activos. Es decir, se valuó la BT como un activo

físico correspondiente a un valor técnico ajustado por depreciación, considerando para esto la vida útil regulatoria.

Esta alternativa es también la que ha sido seleccionada por el ENARGAS para la Auditoría Técnica y Económica de los bienes necesarios para la Prestación del Servicio Público encargado por Ente, en el marco de la actual Revisión Tarifaria Integral, con el objeto de determinar el valor técnico de los activos utilizados para la prestación del servicio, considerando su estado actual de conservación y vida útil remanente.

La mencionada Auditoría del ENARGAS debería terminar a mediados de Octubre del presente año por lo cual ya estarían disponibles los resultados para ser utilizados a los fines de la valuación de la BT como un activo físico.

8.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS ENFOQUES DE EVALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA

Aunque la preeminencia de un enfoque de valuación no puede considerarse como resuelta, la práctica internacional muestra la importancia de mantener un enfoque una vez adoptado salvo cuando ocurren eventos excepcionales que afecten el orden regulatorio como una privatización o una crisis económica grave y prolongada. El análisis histórico siguiente se vincula fundamentalmente con lo observado en EE.UU., debido a que dicho país muestra una larga historia en materia de regulación de empresas prestadoras de servicios públicos.

▪ EE.UU.

En Norteamérica, la determinación del enfoque de valuación observa diferentes períodos. En una primera etapa, iniciada a finales del siglo XIX culminando en los años cuarenta del siglo pasado, el papel principal en la materia estuvo en manos de la justicia. La imposibilidad en que regulador y regulado llegaran a un acuerdo respecto al esquema de valuación a adoptar, llevó a que esta decisión llegara recurrentemente a las cortes, para allí determinar un criterio particular.

El primer fallo de la Corte Suprema de Justicia (CSJ) corresponde al caso *Smyth vs. Ames* (1898). Este caso estuvo originado en una disputa sobre tarifas en el transporte ferroviario. La Corte Suprema introduce una serie de criterios que deben ser respetados en el momento de evaluar la BT, que incluían:

- El costo de construcción original, como también los montos gastados en mejoras.
- El monto y el valor de mercado de los bonos y las acciones.
- Valor presente.
- Capacidad (probable) de ganancias.
- Gastos operativos.

Sin embargo, los criterios introducidos por el fallo generaban una serie de inconvenientes que volvían imposible su utilización. En particular, se presentaba un problema de circularidad en el momento de calcular simultáneamente la capacidad de obtener ganancias con el valor de mercado de los bonos y las acciones de la firma.

A partir de dicho caso el debate se centró en las ventajas y desventajas asociadas con los métodos históricos y de reposición. Dicho debate se producía en un contexto económico donde se observaban fuertes variaciones en los precios. Algunos autores comprobaron estadísticamente la existencia de correlación entre el criterio de valuación de activos propuesto por firmas y reguladores, y la tendencia en el precio de los bienes de capital.⁶

Cuando la revisión tarifaria se desarrollaba en un contexto de deflación (como ocurrió en el período de la gran depresión de los años 30), se incrementaba el interés del regulador en fijar el criterio de reposición como aquel que debía prevalecer, a fin de reducir las tarifas. Lógicamente, en dicho contexto las empresas favorecían al criterio de costos históricos. En contextos con una tendencia al alza de precios, las compañías se inclinaban por favorecer el criterio de valuación al costo de reposición, mientras que el Regulador optaba por la variante de costo histórico.⁷

La etapa judicial termina con el fallo en el caso Hope (1944), a partir de éste se establece una presunción a favor del regulador en materia de determinación del método de valuación de la base tarifaria. La resolución impuesta no especificó ningún esquema particular para la determinación de la BT, imponiendo como único criterio a seguir que el regulador debe considerar la tarifa final que surge del proceso de valuación más que la teoría con que ésta será determinada. Desde entonces, en la mayoría de los casos que siguieron el esquema utilizado por el regulador fue el de costos históricos.

▪ Gran Bretaña

En el caso de Gran Bretaña, como se planteó anteriormente, el esquema de costos históricos no podía ser aplicado: el valor en libros de la firma a privatizar no reflejaba su verdadero valor. De esta forma, la utilización de la valuación a precios de mercado surgió como forma de impedir ganancias extraordinarias. Sin embargo, independientemente del criterio adoptado inicialmente, la determinación de la BT no fue considerada como importante. Solo se consideraba como relevante, desde un punto de vista regulatorio, la introducción de un esquema de incentivos. Pese al desinterés inicial, el tema surge como destacado en el momento de la Revisión Tarifaria Quinquenal. Allí es donde realmente se comienza a discutir sobre el criterio a seguir, observándose las siguientes especificidades por sector:

- Telecomunicaciones: El método de costos históricos fue utilizado en las 2 primeras revisiones (1988-92). En la tercera revisión se cambia hacia el método de Valuación a Costo Corriente, una variante de la valuación a costos de reposición.
- Gas: Al no existir acuerdo entre la empresa (BG) y el regulador (OFGAS) sobre el método más conveniente, el tema pasó a la Monopolies and Mergers Commission (MMC) quien finalmente opta por el de valuación a precios de mercado (es decir a partir de lo efectivamente pagado en la privatización). Este método comienza a utilizarse a partir de 1991.

⁶ Grout, P. y A. Jenkins (2001). Regulatory Opportunism and Asset Valuation: Evidence from the US Supreme Court and UK Regulation. CMPO Working Paper Series N°01/38.

⁷ Al respecto véanse los casos "Los Angeles Gas & Electric Corp vs. Railroad Commission"(1933) y "California Railroad Commission v. Pacific Gas & Electric Co." (1938).

- Agua: En la práctica, la valuación consideró el valor (promedio) de las acciones en los primeros 200 días (desde la privatización).
- Electricidad: Se utilizó el valor de cotización en el momento de la privatización. En el caso de las empresas regionales, a dicho valor se le adiciona un 15% (cifra que alcanzaba la valuación a costos corrientes de la firma).
- Trenes: Valor de cotización en el momento de la privatización.

A partir de la breve reseña introducida se podría plantear que, aún en los países con mayor historia regulatoria, se han evidenciado cambios de reglas y fluctuaciones en la determinación de los esquemas de valuación a través del tiempo. En particular, resulta relevante señalar los fuertes incentivos al oportunismo que encuentran su origen en las características de los activos regulatorios y su incidencia tarifaria. Este oportunismo puede ser bilateral (tanto para los reguladores como para las firmas), como ha sido corroborado en la experiencia norteamericana.⁸

El análisis de esta evidencia no busca de ningún modo sugerir que la discrecionalidad deba ser considerada como conveniente, sino que resulta útil para ilustrar las dificultades que enfrentan las partes para establecer un esquema de valuación a ser utilizado a lo largo de todo el período relevante.

En teoría, es recomendable que la elección del esquema de valuación sea única y realizada al inicio. Sin embargo, dadas las circunstancias cambiantes en que se desenvuelve la regulación, un método puede ser más conveniente que otro en un período; para luego volverse desventajoso. Si bien lo anterior incita a la renegociación, ésta a veces se presenta como la mejor alternativa cuando el esquema planteado no arroja resultados aceptables para las partes.

En el contexto argentino post devaluación, las opciones extremas de no renegociación eran⁹: mantener las reglas contractuales previas en cuanto al ajuste de las tarifas según el tipo de cambio, lo cual hubiera resultado en aumentos de tarifarios insostenibles (probablemente superiores a los precios de un monopolio libre); congelar las tarifas en pesos indefinidamente, lo cual, además de los problemas jurídicos derivados de los tratados de protección de inversiones, impediría la sostenibilidad del servicio en el largo plazo, aumentando el costo de oportunidad de nuevas inversiones. En la práctica se optó por una de las soluciones extremas (congelamiento indefinido) con el consiguiente impacto en materia de inversiones en el sistema de gas natural.

En tal marco, la opción de la renegociación de los contratos era efectivamente una alternativa superior para ambas partes.

La opción del congelamiento indefinido adoptada en el pasado aumenta hoy la relevancia de elegir el método de valuación que más estimule las nuevas inversiones, de manera de aportar sustentabilidad al sistema en el largo plazo. Cabe destacar que entre los dos enfoques analizados, el que valúa la base tarifaria como Activo Físico es aquel que más promueve las inversiones ya que está orientado a

⁸ Grout, P. y A. Jenkins (2001), op. cit.

⁹ Gerchunoff, P.; Greco, E.; y Bondorevsky, D. (2003). "Comienzos diversos, distintas trayectorias y final abierto: más de una década de privatizaciones en Argentina, 1990-2002". Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social – ILPES. CEPAL. Serie Gestión Pública N°34. Santiago de Chile.

mantener la capacidad productiva de la empresa. Este principio es el contenido en las Actas Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia, tal como se verá seguidamente.

8.5 COMPARACIÓN DE LOS ENFOQUES DE VALUACIÓN DE LA BASE TARIFARIA

De lo expuesto hasta aquí se evidencia la presencia de dos grandes enfoques: uno financiero y otro asociado al costo de reposición de la capacidad productiva. El primero muestra como principal preocupación el proteger el valor de la inversión, mientras que el segundo trata de mantener la capacidad productiva de los activos.

Tabla 2 Rasgos relevantes de los enfoques de valuación de la BT

Concepto	Enfoque activo financiero	Enfoque activo físico
Retorno de capital	Representa un retorno del capital invertido	Representa un cargo para reemplazar los activos
Indexación	Sí, ajusta por cambios en el poder de compra general de la moneda	Contabilizado vía costos de reemplazo
Activos redundantes	No forman parte del enfoque, pero en la práctica se eliminan de la BT	Considerado vía la revaluación periódica.
Nuevos Activos	Inversiones a ser incluidas en la BT	Contabilizados vía revaluación periódica.

Fuente: Elaboración propia en base a IPART (1999)

En términos teóricos, aunque no existe a priori una correspondencia exacta entre método de valuación de activos y esquema de regulación, numerosos autores plantean las ventajas de asociar el esquema de valuación basado en el costo de reposición con los *sistemas de incentivos* como el utilizado en nuestro país; destacando las desventajas –en términos de incentivos- de las metodologías que se hallan cimentadas en la aplicación del esquema basado en costos históricos (o alguna de sus variantes). La adopción de esquemas regulatorios con alto poder de incentivos (en términos de estimular el aumento de la eficiencia productiva) adaptaba mejor con los sistemas de valuación más prospectivos, como las metodologías de valuación en función de costos de reposición optimizados más modernas. Sin embargo, en la práctica no existe una asociación clara entre metodologías de valuación y sistemas de regulación.

De hecho, es común observar la adopción de mecanismos de regulación de características similares en cuanto al esquema de incentivos pero con diferentes enfoques de valuación de activos. Dentro de un primer grupo (esquemas de valuación de tipo financiero conviviendo con sistemas de regulación basado en incentivos) se observa lo actuado en Gran Bretaña y en algunas revisiones tarifarias en Australia; mientras que lo observado en Perú, Chile y Nueva Zelanda se engloba dentro de un segundo grupo (esquemas de valuación a costo de reposición con sistemas regulatorios basados en incentivos).

En lo que sigue se introduce las principales ventajas y desventajas asociadas con ambos métodos en condiciones regulatorias normales. Es decir sin introducir los aspectos especiales de lo que sucede con cambios bruscos de titularidad (como en el caso de una privatización) o luego de varios años de tarifas insuficientes como resulta actualmente en el caso Argentino. Estos puntos se tratan en la Sección siguiente.

Tabla 3 Comparación de Métodos de Valuación

Enfoque	Ventajas	Desventajas
Activo Financiero	• Preserva el poder de compra de la inversión original • Provee un valor de activos fácilmente auditable • Provoca escasa incertidumbre regulatoria, dado que la base tarifaria al final de cada período regulatorio es utilizada como valor inicial de los activos del siguiente período (con los correspondientes ajustes por actualización)	• No relaciona las decisiones de inversión (monetarias y físicas) • Preserva el valor del capital independientemente del grado de obsolescencia técnica y geográfica • Menos incentivos a la inversión eficiente • Dificil aplicación en un contexto en que no hay índices de precios locales y confiables • Mayor conflictividad por la falta de índices de precios locales y confiables
Activo físico	• Asegura el incentivo a las inversiones por considerar su valor de reposición • Orientada a mantener la capacidad productiva de la firma • Permite ajuste por obsolescencia técnica o ante decisiones de inversión erróneas • Promueve la entrada de competidores “eficientes” (aquellos utilizando tecnologías óptimas) • Permite trasladar a los usuarios los beneficios del avance tecnológico • Puede incluir activos financiados por usuarios en caso de resultar justo y conveniente para la sustentabilidad del sistema • Evita la necesidad de utilizar índices de precios poco confiables y la conflictividad asociada.	• Podría introducir mayor volatilidad en las tarifas • Mayor exposición al “oportunismo regulatorio”. • Caso de empresas privatizadas: ganancias (pérdidas) de capital si el VNR es mayor (menor) que el valor pagado por la firma

Fuente: elaboración propia en base a IPART (1999)

En el momento de elegir un método de valuación particular, no existe consenso respecto de un enfoque o metodología que pueda considerarse como superior: las diversas ventajas y desventajas requieren un análisis caso por caso para poder obtener conclusiones más robustas.

Este tipo de análisis en el particular contexto en que se desarrolla la presente RTI en nuestro país lleva a la preferencia por una valuación como Activo Físico debido que por un lado permite impulsar inversiones eficientes y optimizadas y por otra parte permite eludir la dificultad de una valuación contable en una situación de largos años en los cuales se carecen de índices de precios locales confiables.

9. MODELO PROPUESTO DE VALUACION DE LA BASE TARIFARIA PARA CONTEMPLAR LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO Y EQUIDAD

9.1 METODOLOGÍA DE EVALUACION MÁS CONVENIENTE LUEGO DE 14 DE AÑOS DE EMERGENCIA ECONOMICA

Como hemos visto a lo largo del presente trabajo, resultó razonable que en la Metodología Detallada de la Segunda Revisión Tarifaria de Gas Natural, el ENARGAS haya adoptado una evaluación de la BT como activo financiero a partir de lo efectivamente pagado en la privatización sumando inversiones y restando depreciaciones y, para neutralizar posibles conductas especulativas, estimar una valuación técnica para finalmente definir la BT como el valor mínimo de los dos.

Para la presente Revisión Tarifaria, las Actas Acuerdo y los Acuerdos Transitorios que han surgido de la Renegociación de Contratos entre las Licenciatarias y el Otorgante, dispusieron la realización de una Revisión Tarifaria Integral, detallándose entre las pautas básicas, la posibilidad de una valuación de la BT como activo físico, cuando expresamente dispone en el Punto 12.7 del Acta Acuerdo: *"...Como Criterio General, la Base de Capital de la Licenciataria se determinará tomando en cuenta los bienes necesarios para la prestación 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."*

El ENARGAS es la Autoridad de Aplicación del Acta Acuerdo, lo cual lógicamente comprende la facultad de interpretar sus términos y alcance para el ejercicio de la competencia que en tal sentido le ha sido otorgada.

Luego de más de 14 años de congelamiento y tarifas muy por debajo de los valores que permitan realizar inversiones a un ritmo normal, la base tarifaria evaluada en forma contable no permitiría alcanzar un nivel tarifario que incentive la realización de inversiones por parte de las Licenciatarias.

En este contexto, el análisis de los posibles enfoques realizado en la Sección precedente demuestra claramente la conveniencia de adoptar una valuación como activo físico de la BT, siendo la valuación contable meramente un valor de referencia.

9.2 INCIDENCIA DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN EN LA TARIFA FINAL A LOS USUARIOS

Ha quedado establecido en este trabajo los beneficios para la sostenibilidad futura del sistema de gas natural y para la obtención de una industria de redes moderna y eficiente la evaluación de la BT como un activo físico. El hecho de no considerar una BT contable, aprovechando los efectos de las bajísimas tarifas de la última década tiene sin duda una influencia sobre los niveles tarifarios de transporte y distribución. Sin embargo, es importante considerar cuál sería el efecto sobre el usuario final teniendo en cuenta que la participación en la tarifa final a los usuarios de los distintos

segmentos que la componen: a) Precio del Gas, b) Tarifa de Transporte, c) Tarifa de Distribución y d) Impuestos.

Las Tablas siguientes muestran para usuarios del Gran Buenos Aires que consumen 1000, 1200 y 2000 m³/año las tarifas establecidas en los cuadros tarifarios del ENARGAS de los años 2015 y 2016 y las participaciones porcentuales de las distintas componentes en la tarifa final.

Surge de la observación de estas tablas que aproximadamente el 50% de la tarifa final está conformada por el precio del gas en boca de pozo y el 28 % por impuestos. Esto quiere decir que apenas un 20% de la tarifa final corresponde al sector regulado de transporte y distribución.

Resulta muy claro que considerar la BT de estos segmentos de forma de asegurar la evolución sostenible y eficiente del sistema mediante una valuación como activo físico con la finalidad de promover las inversiones (que solo va a incidir sobre el 20% de la tarifa final) no puede tener un efecto significativo sobre la tarifa final.

Tabla 4 Ejemplo de participación del Gas, el Transporte y la Distribución en la Tarifa Final

RES.3350/2015 TARIFAS PLENAS							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	\$ 414	\$ 97	\$ 226	\$ 280	\$ 1,018
1200	R3-1	PLENO	\$ 814	\$ 116	\$ 362	\$ 491	\$ 1,783
2000	R3-4	PLENO	\$ 3,176	\$ 194	\$ 817	\$ 1,633	\$ 5,820
RES. 3725/2016 TARIFAS PLENAS							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	\$ 1,822	\$ 329	\$ 640	\$ 1,061	\$ 3,852
1200	R3-1	PLENO	\$ 3,797	\$ 395	\$ 1,023	\$ 1,982	\$ 7,197
2000	R3-4	PLENO	\$ 8,754	\$ 658	\$ 2,311	\$ 4,572	\$ 16,297
Aumentos 2016/2015							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	340%	240%	183%	278%	278%
1200	R3-1	PLENO	366%	240%	183%	304%	304%
2000	R3-4	PLENO	176%	240%	183%	180%	180%

Tabla 5 Participación porcentual de los distintos componentes en la Tarifa Final

Participaciones componentes 2015							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	41%	10%	22%	28%	100%
1200	R3-1	PLENO	46%	7%	20%	28%	100%
2000	R3-4	PLENO	55%	3%	14%	28%	100%
Participaciones componentes 2016							
m3/año	CATEGORÍA CLIENTE	CUADRO	GAS + RETENIDO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION	IMPUESTOS	TOTAL ANUAL
1000	R2-3	PLENO	47%	9%	17%	28%	100%
1200	R3-1	PLENO	53%	5%	14%	28%	100%
2000	R3-4	PLENO	54%	4%	14%	28%	100%

10 CONCLUSIONES

De los análisis realizados en este informe surgen las siguientes Conclusiones.

- Existen dos metodologías de evaluación de la BT: la evaluación como activo financiero o contable y la evaluación como activo físico.
- Ambas metodologías son utilizadas internacionalmente y en nuestro país de acuerdo con experiencias históricas y situaciones coyunturales.
- La Ley de Gas no impide adoptar una u otra de las metodologías mencionadas precedentemente.
- El sistema argentino de gas natural vivió 9 años bajo la convertibilidad y 14 años en emergencia económica. Resulta evidente que cualquier revisión tarifaria que deba hacerse luego de semejante alteración de lo dispuesto por la Ley del Gas del año 1992, además de ser necesariamente una Revisión Tarifaria Integral, debe tener pautas básicas que han surgido de la renegociación de contratos y que no impiden la utilización de una valuación de la BT como activo físico sino que lo impulsarían desde el punto de vista de la incentivación de las inversiones.
- Como consecuencia de la prolongada falta de actualización de tarifas, la Base Tarifaria de las Licenciatarias disminuye notablemente. En el límite, de continuar esta situación durante el número de años de vida útil de las instalaciones, la Base Tarifaria tendería a 0 y la tarifa solo retribuiría costos operativos. Esta situación, resulta en un doble castigo para las Licenciatarias ya que no solo no recibieron las tarifas que les hubieran correspondido en el pasado, sino que como consecuencia de ello tampoco recibirán una retribución razonable por sus activos en el estado actual ya que la depreciación contable no refleja razonablemente el valor actual de los mismos, su estado de mantenimiento ni su vida útil remanente real. En un caso extremo donde la Base Tarifaria tendiera a cero y la tarifa solo remunerara operación y mantenimiento, las posibilidades de inversión en el sistema serían las siguientes: a) Inversión a realizar por las Licenciatarias como factor K o b) Inversiones realizadas por el Estado o por terceros.

- En el caso de las inversiones como factor K, los proyectos deben ser propuestos por las Licenciatarias y aceptados por el ENARGAS en el momento de la revisión tarifaria. En las condiciones actuales lo más probable es que las Licenciatarias no presenten proyectos K¹⁰ y aún si lo hicieran no reflejarían necesariamente la dinámica de un sistema donde los cambios tecnológicos en los sistemas de medición y los cambios en los patrones de producción (gas no convencional, importación de GNL, inversión de flujo en los gasoductos) y demanda requieren flexibilidad en la definición y ejecución de los proyectos que optimicen en cada momento el sistema.
- En cuanto a las inversiones realizadas por el Estado o por terceros se aplican las mismas limitaciones anteriores con el agravante de que no existen incentivos a la realización de obras más económicas para la sociedad y, peor aún, en muchos casos existen incentivos en sentido contrario. Este sistema de inversión estatal fue precisamente el ejecutado por el gobierno anterior bajo la forma de fideicomisos que resultaron en obras costosas, y no siempre justificadas por la evolución de la oferta de gas.
- Si la tarifa de transporte y distribución permitiera la realización de “expansiones a tarifa”, es decir que la tarifa permitiera el pago del financiamiento para la realización de la expansión, el sistema iría evolucionando en forma óptima siguiendo las variaciones de los patrones de oferta y demanda de gas natural.
- En el pasado distintos autores han mencionado la posibilidad de crear un “activo regulatorio” para tener en cuenta aquellas obras que fueron financiadas por los gobiernos como consecuencia de la notoria falta de actualización tarifaria de las compañías, y que resulta claro, que estas deberían haber hecho con sus ingresos si estos hubieran sido suficientes. Si como caso extremo una Licenciataria tuviera todos sus activos bajo estas condiciones, y no se considerara este “activo regulatorio”, la empresa no tendría ninguna retribución por las mismas y correría con todo el riesgo de la operación de las mismas sin tener ninguna retribución.
- Las Licenciatarias cargan con toda la responsabilidad por cualquier accidente en las obras cedidas o financiadas por terceros, por imagen de marca, reputación nacional e internacional, aporte de know-how, capital de trabajo, capacidad de operación disponible, la necesidad de realizar inversiones para la expansión vegetativa, etc. Se desprende de este análisis que existen dos posibilidades de evaluar estos factores: i) una BT específica correspondiente a la valuación técnica de las obras cedidas o financiadas por terceros (que se incorporen como Activo Regulatorio sin depreciación), con una tasa de rentabilidad específica y diferente de la general o ii) o una BT que incluya parte de las obras cedidas o financiadas por terceros con una tasa de rentabilidad regulada única. La valuación de la parte de las obras cedidas o financiadas por terceros podría realizarse de tal modo de obtener el mismo valor que surgiría de la alternativa i).
- Existe un inconveniente adicional a la valuación contable de la BT: requiere el uso de índices de actualización oficiales. Los índices oficiales locales no son representativos de la inflación

¹⁰ Las inversiones por el mecanismo de factor K son recuperadas vía tarifa a largo plazo una vez que las obras están habilitadas, por lo que requieren de un financiamiento hoy no accesible para las compañías. Esta situación podría cambiar si se consideraría un período de repago inferior como fue utilizado en el caso de los fideicomisos para las inversiones de transporte.

y/o variación de costos, tal como surge de la emergencia estadística y los mismos considerandos del Decreto N° 55/16.

- Además, si el Ente ajusta con los índices locales, la discrecionalidad en que incurrirá pondrá en duda la principal ventaja del criterio del costo histórico: preservar el poder de compra de las inversiones para estimular nuevas inversiones.
- La evaluación de la BT como un activo físico al responder al costo marginal de expansiones de largo plazo permitiría retomar el ciclo virtuoso de las expansiones eficientes “a tarifa” del sistema de transporte y distribución y contemplar los “activos regulatorios” de las Licenciatarias.
- Las últimas Actas-Acuerdo firmadas por las Licenciatarias incluyen el concepto de que las tarifas deben alentar las inversiones en el sistema. La evaluación contable de la BT no cumple con esta condición ya que debido a los años de congelamiento tarifario la BT contable arrojaría valores muy bajos que impedirían obtener tarifas capaces de remunerar inversiones.
- Luego de 14 años de emergencia económica y congelamiento tarifario para obtener inversiones y un sistema sustentable resulta conveniente adoptar una valuación como activo físico de la BT, siendo la valuación contable meramente un valor de referencia.



Dr. Ing. Raul Bertero

ANEXO 2 – RTI-BCA Informe final

Nota TGN-1058-2016-GECOM

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized, cursive letter 'L' followed by a horizontal stroke and a small loop.

Buenos Aires, 29 de noviembre de 2016

Ref.: RTI-BCA – Informe final.
Informe de Base de Capital Regulatorio
Expte ENRG N° 29243
Código: 10002_20160187213465609

Sr. Interventor del Ente
Nacional Regulador del Gas
Sr. David José Tezanos González
S _____ / _____ D

Señor Interventor:

Nos dirigimos a Usted en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI), a los efectos de presentar el informe final de la **Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios Para la Prestación del Servicio Público de Transporte de Gas** por parte de "TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A." realizado por la consultora Estudio Villares y Asociados.

En el informe se desarrollan los siguientes capítulos:

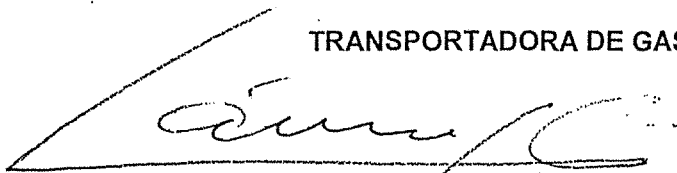
CAPITULO I: Verificación de las condiciones técnicas de los bienes que componen la Base de Capital.

CAPITULO II: Revisión de la registración contable de los Bienes que componen la Base de Capital y verificación de la documentación de respaldo respectiva.

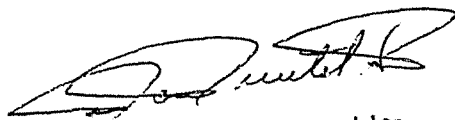
CAPITULO III: Determinación de la Base de Capital.

Sin otro particular, lo saludamos atentamente.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.



Guillermo Cánovas
Apoderado



José Montalvo
Apoderado

Adjuntos:

- Anexo I: Informe final realizado por la consultora Villares y Asociados sobre "Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios Para la Prestación del Servicio Público de Transporte de Gas" en dos biblioratos. Dos juegos de 1006 fojas cada uno.
- CD con la información digitalizada (dos).



TGN-1058-2016-GECOM

MILAZZOTTO Sofía TGN

De: Sari Enargas TGN
Enviado el: martes, 29 de noviembre de 2016 05:50 p.m.
Para: MARKMAN Johana TGN; PASCUALE Jorge TGN; MONTALDO José TGN; MIRKIN Sebastian TGN; MILAZZOTTO Sofía TGN; GRAVINO Magdalena TGN; KOVES Victoria Teresa TGN
Asunto: RV: SARI - RECEPCION DE ARCHIVOS PERIODO 201601 - 10002_TGN

De: Sistema Automatizado de Remisión Informática
Enviado: martes, 29 de noviembre de 2016 05:50:27 p.m. (UTC-03:00) Buenos Aires
Para: CARDOZO Carina TGN; POZZETTA Daniel TGN; GIOIA María Lujan TGN; URRUTIA Alejandro TGN; Sari Enargas TGN; MANCUSO Griselda TGN
Asunto: SARI - RECEPCION DE ARCHIVOS PERIODO 201601 - 10002_TGN

** [SMM001]
** ESTE ES UN CORREO GENERADO POR EL SISTEMA AUTOMATIZADO DE
** REMISION INFORMÁTICA - SARI - PARA SU INFORMACIÓN SOLAMENTE,
** NO RESPONDER A ESTE MAIL .

Entidad: Transportadora de Gas del Norte S.A.
Periodo: 201601
Remitió: SARI.ENARGAS@TGN.COM.AR
Recibo: 10002_20160187213465609
Enargas le confirma la recepción de los siguientes archivos:
10002_5_RTI-BCA_2016-01_20161129.rar



ANEXO 3 – Informe sobre el cálculo del Costo de Capital

RG Consultores Energía y Regulación

A handwritten signature in black ink, located in the bottom left corner of the page. The signature is stylized and appears to be a combination of letters and a flourish.

Buenos Aires, 18 de Octubre de 2016.-

Sr. Gerente General
Ing. Daniel Ridelener
Transportadora de Gas del Norte
Don Bosco 3672
(C1206ABF) Buenos Aires

Ref.: Propuesta del Costo de Capital para la Actividad de Transporte de gas en Argentina en el marco del proceso de la Revisión Tarifaria Integral

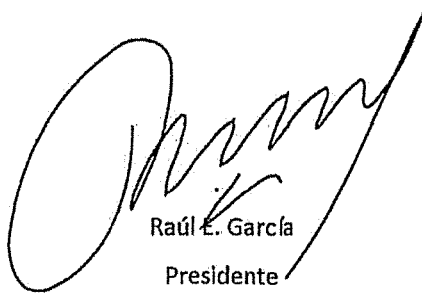
De mi consideración:

R. García Consultores S.A. (en adelante la 'Consultora') tiene el agrado de dirigirse a Ud. a efectos de presentar para su consideración el Informe de la referencia.

El objetivo de este informe es determinar el costo de capital para la actividad de transporte de gas natural en la Argentina en el marco del proceso de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que está llevando adelante el ENARGAS.

El informe está organizado de la siguiente manera. En la sección 2 se presenta el modelo utilizado y su justificación. En la sección 3 se analizan los antecedentes internacionales preexistentes y las diversas mediciones de las variables y parámetros de cálculo de los componentes del costo de capital; asimismo se resume al final de cada sub-sección la propuesta de la Consultora de acuerdo al estudio detallado de cada componente a utilizarse en el cálculo del WACC. En la sección 4, se resumen los resultados obtenidos, detallando el valor de WACC propuesto.

Sin otro particular le saluda atentamente,



Raúl E. García
Presidente

Propuesta del Costo de Capital para la Actividad de Transporte de gas en Argentina en el marco del proceso de la Revisión Tarifaria Integral (RTI)

Versión Final

18 de Octubre de 2016.-

Lavalle 1378 -2º Piso - (C1048AAH) Ciudad de Buenos Aires, República Argentina. Tel. (54-11) 52-585032

Contenido

1	Introducción	3
2	Modelo	4
3	Parámetros	6
3.1	Tasa libre de riesgo	6
3.1.1	Antecedentes internacionales	6
3.1.2	Estimación de niveles alternativos de tasas	9
3.1.3	Propuesta	10
3.2	Prima de riesgo-país	10
3.2.1	Antecedentes internacionales	11
3.2.2	Estimación de niveles alternativos de tasas	13
3.2.3	Propuesta	15
3.3	Prima de riesgo de mercado	15
3.3.1	Antecedentes internacionales	16
3.3.2	Estimación de niveles alternativos de tasas	17
3.3.3	Propuesta	18
3.4	Coefficiente beta	18
3.4.1	Beta desapalancado	18
3.4.2	Antecedentes internacionales	21
3.4.3	Diferencias en el riesgo operativo de empresas distribuidoras y transportistas	24
3.4.4	Propuesta	29
3.5	Costo del endeudamiento financiero	29
3.5.1	Antecedentes internacionales	29
3.5.2	Estimación de niveles alternativos de tasas	30
3.5.3	Propuesta	32
3.6	Estructura de capital	32
3.6.1	Antecedentes internacionales	33
3.6.2	Estimación de niveles alternativos de tasas	34
3.6.3	Propuesta	35
3.7	Tasa esperada de inflación US	35
3.7.1	Propuesta	35
4	Síntesis de la Propuesta de WACC	36

1 Introducción

El objetivo del presente reporte es determinar el costo de capital para la actividad de transporte de gas en la Argentina en el marco del proceso de la Revisión Tarifaria Integral (RTI).

A la hora de calcular el costo de capital de una empresa, es necesario reconocer la necesidad de analizar con cautela los parámetros utilizados para dicha estimación. Respecto al cálculo del costo del capital propio, es posible distinguir algunos parámetros indispensables que suelen ser motivo de debate; entre ellos se encuentran: la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo de mercado, el beta correspondiente a las empresas y la prima de riesgo-país. Asimismo, se necesita estimar el costo del endeudamiento y el índice de apalancamiento de las empresas, que nos va a permitir ponderar el costo del capital de acuerdo a la fuente de financiación de cada una de ellas.

Generalmente, las convenciones y criterios utilizados suelen ser determinantes para el cálculo del costo promedio ponderado del capital (en adelante 'WACC'), haciendo que su valor quede estrechamente ligado a los parámetros prefijados. Es por esto, que esta estimación requiere un profundo análisis previo que permita alcanzar el mayor grado de verosimilitud posible. Con este fin, una herramienta útil es el estudio de precedentes para empresas reguladas en otros países. Esto servirá para reconocer los distintos criterios abordados alrededor del mundo, dentro del ámbito financiero aplicado a empresas reguladas. De esta manera, para elaborar la presente propuesta del costo de capital para la actividad de transporte, se presentan en detalle los debates generados alrededor de cada parámetro y cuál fue la decisión tomada en el resto de los países para cada uno de ellos.

El informe está organizado de la siguiente manera. En la sección 2 se analizará el modelo utilizado y los motivos por los cuales se respeta este mecanismo de cálculo. Posteriormente, en la sección 3 se presentan los antecedentes internacionales preexistentes y las tasas alternativas que podrían ser utilizadas para cada uno de los parámetros a considerar; asimismo se plantea al final de cada sección la propuesta considerada razonable de acuerdo al estudio detallado de cada variable a utilizar. En la sección 4, se resumen los resultados obtenidos, detallando el valor de WACC propuesto.

2 Modelo

El cálculo del costo del capital conlleva en sí una metodología a utilizar. Generalmente, las metodologías pueden ser: el costo promedio ponderado del capital (WACC) y el costo esperado de los activos. En el marco del proceso de revisión tarifaria Integral se propone la utilización de la primera metodología. Para calcular la tasa WACC debe tenerse en cuenta la siguiente fórmula:

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

Donde:

k_d : Costo de endeudamiento;

t : Tasa impositiva;

$\frac{D}{D+E}$: Ratio de endeudamiento;

k_e : Costo del capital propio;

$\frac{E}{D+E}$: Ratio de capital propio.

Tal como es posible observar en la fórmula, existe la necesidad de definir ciertas variables indispensables para el cálculo del WACC; entre ellas están: el costo del capital propio, el costo del financiamiento de terceros, la estructura de financiación de la empresa y la alícuota impositiva del país.

Dentro de esta estimación, es necesario definir las variables previamente mencionadas, cuya determinación trae aparejado diversos métodos de cálculo, principalmente para la variable k_e . Entre las diversas opciones de cálculo, el CAPM, *Capital Asset Pricing Model* (Modelo de Valoración de Activos Financieros) es el modelo de rendimientos esperados más utilizado. Principalmente, esto se debe a la simplicidad que se le atribuye al método. Este modelo establece que es posible alcanzar el rendimiento esperado de un activo mediante el cálculo de la siguiente fórmula:

$$(2) \quad k_e = r_f + \beta(E(r_m) - r_f)$$

Donde:

r_f : Tasa libre de riesgo, rendimiento esperado por invertir en un activo libre de riesgo.

β : Coeficiente beta apalancado. Es una medida la volatilidad de un activo en comparación con un portafolio de activos debidamente diversificado.

$(E(r_m) - r_f)$: Prima de riesgo de mercado. Es el rendimiento por sobre la tasa libre de riesgo esperado por un inversor por invertir en un portafolio de activos de riesgo lo suficientemente diversificado.

Si bien este modelo se desarrolla bajo supuestos muy restrictivos, sigue siendo el modelo más utilizado en el ámbito financiero. Morin (1994) afirma que a pesar de que los supuestos que propone el CAPM no son realistas, el modelo posee un elevado poder explicativo y una clara habilidad predictiva¹.

A la hora de determinar las variables que impactan en esta tasa, especialmente en países en desarrollo, se suelen utilizar como tasa libre de riesgo y rendimiento de mercado valores correspondientes a los mercados financieros de Estados Unidos. Sin embargo, el costo promedio ponderado del capital bajo estos valores no sería representativo de la situación financiera de las empresas argentinas. Por lo tanto, es necesario incluir en el modelo el rendimiento que los inversores puedan requerir de acuerdo al riesgo del país en el que se opera. Para esos casos se utiliza el LOCAL CAPM, que utilizando como base el CAPM le adiciona una prima de riesgo-país. Con esta modificación, el costo del capital propio puede ser calculado con la siguiente fórmula:

$$(3) \quad k_e = r_f + \beta[E(r_m) - r_f] + r_p$$

Donde: r_p es la Prima de riesgo país.

Si bien existen diversos modelos para incluir esta compensación, en la práctica profesional se observa que el criterio más aceptado es el del modelo CAPM ajustado por una Prima de Riesgo País. Además, es importante resaltar que este modelo ha sido utilizado en revisiones tarifarias anteriores tanto de la industria de gas como de otras empresas reguladas de la Argentina.

Respecto al riesgo cambiario, ARSESP (2014) menciona adicionalmente que no es necesario incluir el riesgo cambiario dado que en general las empresas reguladas poseen cláusulas de ajuste de tarifas por exposición cambiaria. En otras palabras, si las tarifas se actualizan asiduamente por un índice de precios que refleje la evolución del tipo de cambio, no sería necesario incluir el riesgo cambiario en el cálculo del WACC. Por lo tanto, el WACC calculado en términos reales reconoce la rentabilidad y el riesgo del negocio. En caso contrario, debería incluirse el riesgo cambiario como un componente del costo de capital.

La metodología implementada por ENARGAS en 2009 calcula la tasa WACC real, la cual es igual en moneda doméstica y extranjera. También plantea una tasa nominal denominada en dólares y otra en pesos. La diferencia que existe entre estas tasas se debe a una diferencia entre las tasas de inflación esperada de cada país.

Asimismo, en el presente informe no se propone una tasa WACC nominal en pesos para evitar arbitrariedades a la hora de determinar la tasa de inflación esperada en el contexto actual. Por lo tanto, se considera que una tasa real sería suficiente para determinar las tarifas bajo la condición de que éstas sean actualizadas debidamente de acuerdo a las fluctuaciones que puede sufrir la moneda doméstica.

¹ Véase: Morin, Roger (1994): *Regulatory Finance: Utilities' Cost of Capital*, (Virginia: PUBLIC UTILITIES REPORTS, INC)

Independientemente de la diversidad de metodologías existentes, se ha decidido respetar aquella utilizada en las revisiones tarifarias previas, con la última particularidad mencionada que se trata de una tasa de costo de capital real expresada en moneda doméstica e igual en dólares bajo determinadas condiciones.

3 Parámetros

3.1 Tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo (R_f) es aquella que nos permite conocer el valor tiempo del dinero, dado que representa la compensación que el inversor espera por la postergación de consumo en el tiempo.

En torno a este parámetro, surgen tres debates claves:

- el primero es la *maturity* del título emitido a utilizar como referencia, es decir, el vencimiento o plazo de liquidación del bono;
- en segundo lugar, la utilización de valores actuales versus promedios históricos;
- y en tercer lugar, si se cree apropiado el uso de promedios históricos, el período a considerar para la estimación.

Generalmente, respecto a la segunda controversia, es común reconocer que el valor más apropiado sería el actual. Sin embargo, para evitar la utilización de un parámetro influenciado por una circunstancia particular, considerar promedios históricos suele ser el criterio más utilizado. En relación a los restantes debates, Morin (1994) especifica que si bien un título a corto plazo es más representativo del criterio libre de riesgo, la mayoría de veces este período no se corresponde con el horizonte temporal que enfrenta un inversor. Es por esto que es posible hallar internacionalmente ideas heterogéneas respecto al bono a utilizar y el período de análisis.

3.1.1 Antecedentes internacionales

Basados en dicha definición, es necesario que la tasa utilizada corresponda a un activo libre de riesgo; es por esto que muchos países en desarrollo deciden utilizar para esta medición los bonos del Tesoro de Estados Unidos.

La Tabla 1 muestra cuál fue el criterio utilizado por distintos países respecto al período histórico utilizado para calcular el promedio, así como cuál fue el plazo de vencimiento del bono elegido.

Tabla 1. Criterios utilizados en otros países sobre la Rf

Regulador/Entidad	Segmento	País/Entidad	Plazo	Período considerado	Valor Rf
ARSEP (San Pablo, 2014)	Distribuidora	USA	10y	Desde enero del 2000 a diciembre de 2013	5,91%
Comisión reguladora de energía (México, 2012)	Transportadora	USA	20y	Desde 1981 a 2010	7,05%
PAR (Australia, 2013)	Energía	Australia	10y	Dos promedios: últimos 40 días y últimos 10 años	3,5% y 5,2%
AEEGSI (Italia, 2015)	Energía	País de la zona con categoría AA	10y	10 años	ND
Dutch Gas Transmission System (Holanda, 2011)	Transportadora	Holanda	10y	Dos promedios: últimos 2 años y últimos 5 años	3,3% y 4%
ANP (Brasil, 2011)	Transportadora	USA	20y	Desde diciembre de 1997 a enero de 2010	5,30%
Gasoducto Cruz del Sur (Uruguay, 2014)	Transportadora	USA	20y	Último año	3,40%
Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia, 2015)	Energía	USA	10y	Último año	ND
ENARGAS (2009)	Distribuidora y transportadora	USA	5y	Último mes (20 días hábiles)	1,75%

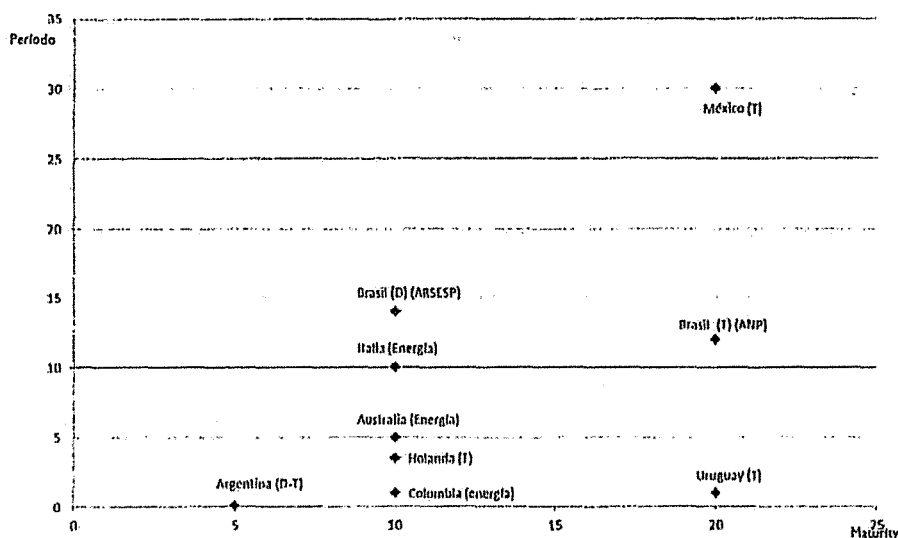
Nota: ND: Información no disponible

Fuente: Elaboración propia.

Como surge de la información expuesta en la Tabla 1, a excepción del caso ENARGAS (2009), en ningún caso se utilizan bonos con maturity menor a 10 años. También se puede observar que el caso ENARGAS (2009) es una excepción en cuanto al período considerado (20 días), y que en todos los otros casos se prefieren series históricas más amplias que permitan aislar el valor obtenido de cualquier tipo de situación circunstancial que pueda estar afectando el rendimiento del bono.

Con el fin de facilitar esta comparación, se presenta también en el Gráfico 1 los criterios utilizados distribuidos en el plano de acuerdo al plazo de vencimiento del bono utilizado (eje horizontal) y a los distintos períodos analizados, medidos en años (eje vertical). Cada punto representa un caso e indica el país y segmento analizado: D (Distribuidora), T (Transportadora), D-T (ambas) y Energía.

Gráfico 1. Risk free: Criterios utilizados



Fuente: Elaboración propia

Con el gráfico previo, es posible observar con mayor facilidad donde se ubica cada criterio y comparar las distintas posturas en cuanto a período y maturity. Como podemos observar el criterio adoptado para el caso de ENARGAS (2009) pertenece a uno de los extremos de la muestra. Esto se debe tanto al corto período utilizado para calcular el promedio histórico (1 mes= 0,083 años) como al plazo de vencimiento (5 años).

Una vez presentados los criterios adoptados por los distintos países, es importante conocer los motivos por los cuales las distintas entidades decidieron establecer dichos valores. Por ejemplo, ARSESP (2014) establece que la tasa más adecuada a utilizar para estimaciones de largo plazo es aquella correspondiente a bonos de largo plazo. Además sostiene que considerar un período histórico de 5 o 10 años sería suficiente para una correcta estimación en situaciones macroeconómicas normales. Sin embargo, ellos optan por utilizar el promedio de 14 años debido a la situación de crisis que atravesaba Brasil durante el 2014².

Por otro lado la Comisión Reguladora de México (2012) plantea los siguientes motivos por los cuales utiliza un T-Bond a 20 años:

"Existe consenso en los mercados financieros para tomar a los bonos gubernamentales de EE.UU., y en particular aquellos de madurez de 20 años, como instrumentos de bajo riesgo. Dado que se pretende estimar el costo de oportunidad del capital invertido, conviene tomar un instrumento de larga duración. Es el bono de largo plazo que cuenta con la serie de datos más amplia."³

² Véase: Informe elaborado por ARSESP "DETERMINAÇÃO DO CUSTO MÉDIO PONDERADO DE CAPITAL PARA O PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS CANALIZADO DO ESTADO DE SÃO PAULO", Mayo de 2014.

³ Véase: Informe elaborado por CRE "Determinación del costo de capital", 2012.

Paralelamente, IPART (Australia, 2013) afirma que es necesario utilizar bonos cuyos maturities sean consistentes con la vida útil de los activos. Además, estima un WACC promedio de corto plazo (40 días) y uno de largo plazo (10 años), tomando el promedio entre estos dos horizontes temporales⁴.

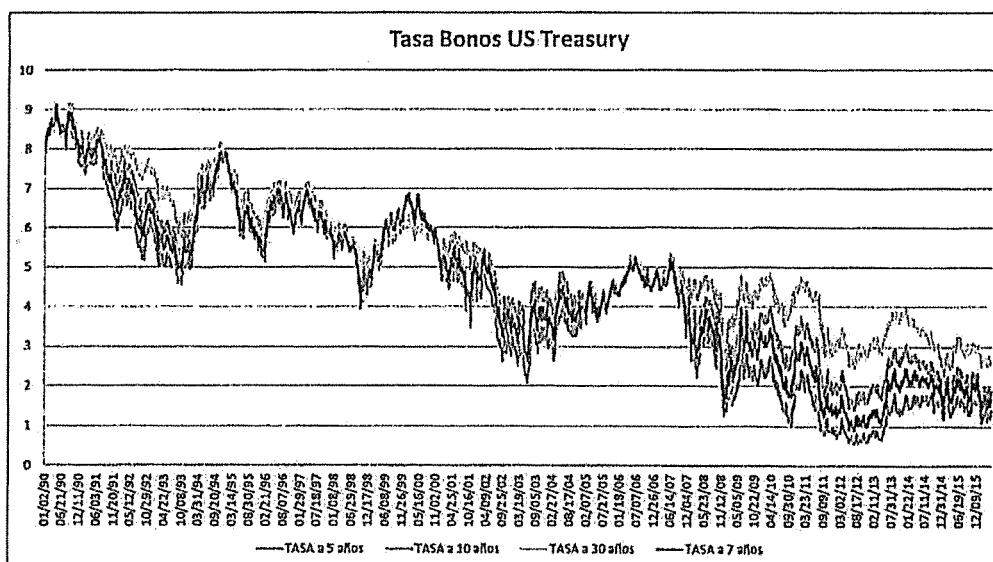
Alineado con estas opiniones, Dutch Gas Transmission System (2011) afirma que considerar un bono a 10 años es una elección apropiada dado que otros reguladores ya han elegido esta opción, aunque en determinadas situaciones de crisis es importante incluir en el análisis bonos de distintos plazos⁵. Asimismo, la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (2015) propone la utilización de un bono soberano de Estados Unidos con vencimiento a 10 años dada la calidad crediticia del país, la liquidez del activo y la disponibilidad de información⁶. Por otro lado, ANP (Brasil, 2011) no especifica los motivos de su decisión⁷.

3.1.2 Estimación de niveles alternativos de tasas

Basado en los antecedentes previamente presentados, es posible estimar distintos valores correspondientes a la tasa libre de riesgo, dependiendo del tipo de bono a considerar y el plazo elegido para calcular el promedio.

En primer lugar, es fundamental rescatar el rol que juega el plazo del bono en la determinación de la tasa risk free. Por esto, el Gráfico 2 muestra los rendimientos históricos y su variación a lo largo de los años de los distintos T-Bond.

Gráfico 2. Rendimiento de bonos US Treasury de distintos plazos.



⁴ Véase: Informe elaborado por IPART "Weighted Average Cost of Capital", 2013.

⁵ Véase: Informe elaborado por Frontier Economics "Second Opinion on the WACC for de the Dutch Gas Transmission System", Septiembre de 2011.

⁶ Véase: Informe elaborado por Comisión de Regulación de Energía y Gas "Metodología para el cálculo de tasas de descuento", Septiembre de 2014.

⁷ Véase: Informe elaborado por ANP "CÁLCULO DA TARIFA DE TRANSPORTE PELA ANP: O CASO DO GASODUTO URUCU-CARI-MANAUS", Febrero de 2011.

Fuente: Elaboración propia con datos de US Treasury⁸.

A continuación, la Tabla 2 presenta distintos valores para la risk free, calculados con bonos a distintos plazos (5y, 7y, 10y y 30y) y considerando períodos de corto y largo plazo (último mes, un año, 10 años, 15 años y desde 1990 hasta 2016).

Tabla 2. Posibles valores de Rf de acuerdo a su maturity y período considerado (%)

	5Yr	7Yr	10Yr	30Yr
dic-15	1,70	2,04	2,24	2,97
Último año	1,48	1,84	2,09	2,86
Últimos 10 años	2,14	2,58	3,00	3,79
Últimos 15 años	2,68	3,09	3,47	3,93
Todo el período (1990-2016)	4,22	4,55	4,80	5,42

Fuente: Elaboración propia con datos de US Treasury

La Tabla 3 nos permite observar los valores posibles que puede tomar la tasa libre de riesgo.

3.1.3 Propuesta

Teniendo en consideración los argumentos planteados por los distintos organismos internacionales, se considera conveniente utilizar un T-Bond a 10 años. Este plazo es el más utilizado a nivel internacional dado que estos bonos se caracterizan por su liquidez y por la amplia disponibilidad de información. Además, la decisión de inversión de la empresa no es únicamente por el plazo de la RTI sino que ésta decide poner su capital en riesgo con un horizonte temporal de largo plazo. También se debería calcular la risk free a partir del rendimiento promedio de los últimos 10 años, para ser consistentes con el horizonte temporal del bono en cuestión. Además, es un período lo suficientemente largo como para aislar el valor alcanzado de circunstancias particulares. Bajo este criterio la tasa libre de riesgo es de 3%.

3.2 Prima de riesgo-país

La prima de riesgo-país es aquella tasa que simboliza la compensación que recibe el inversor por operar en un país más riesgoso que los Estados Unidos. En este caso, el debate surge primeramente sobre qué método utilizar para medir este *spread* de riesgo; y una vez elegido uno, es necesario determinar los plazos a considerar.

Los principales métodos utilizados son:

- Emerging Markets Bond Index (EMBI).
- Diferencia entre rendimientos de bonos soberanos locales y rendimientos de bonos emitidos por el Tesoro de Estados Unidos.

⁸<https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yieldAll>

- Diferencia entre rendimientos de bonos corporativos locales y rendimientos de empresas similares de Estados Unidos.
- Credit Default Swaps (CDS): contratos derivados a través de los cuales se transfiere el riesgo de default sobre un título subyacente desde el comprador del CDS al vendedor del CDS.

Independientemente de cuál sea el criterio utilizado, Damodaran (2015) resalta la importancia de incluir esta variable en el cálculo, principalmente porque la correlación existente entre mercados internacionales hace que una parte del riesgo país no pueda ser diversificado y que por lo tanto debe ser considerado a la hora de calcular el rendimiento esperado. Además el autor afirma que el coeficiente beta no puede capturar la totalidad del riesgo político, financiero y económico de un país y es por esto que debe existir otra variable que compense el posible riesgo asumido por el inversor⁹.

3.2.1 Antecedentes internacionales

La gran mayoría de países utiliza el índice EMBI; sin embargo, existen entes reguladores que optan por otros métodos. Tal es el caso de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia, 2015) y de AEEGSI¹⁰ (Italia, 2015). La Tabla 3 muestra los criterios utilizados por cada país para la determinación de la prima de riesgo-país.

⁹ Damodaran, Aswath (2015) "Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications," Stern School of Business

¹⁰ Véase: Informe elaborado para AEEGSI "Estimating the cost of capital for Italian electricity and gas networks", Junio 2015.

Tabla 3. Criterios para la determinación de la prima de riesgo-país

Regulador/Entidad	Criterio
ARSEP (San Pablo, 2014)	Utiliza la media aritmética del EMBI+ para el período que va desde enero del 2000 a diciembre de 2013.
Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia, 2015)	Utiliza la diferencia entre el promedio del CDS de 10 años de Colombia y el promedio del CDS de 10 años de Estados Unidos.
AEEGI (Italia, 2015)	Compara el rendimiento de los bonos emitidos por utilities de Italia contra los bonos emitidos por utilities de países con un menor riesgo crediticio.
ANP (Brasil, 2011)	La media de las observaciones diarias del EMBI + Brasil, desde el comienzo de la serie, teniendo en cuenta el período de 31 de diciembre de 1997 hasta 31 de enero de 2010.
Gasoducto Cruz del Sur (Uruguay, 2014)	El promedio del último año del índice EMBI.
ENARGAS (2009)	Utiliza el promedio entre: promedio del EMBI+ Argentina post-reestructuración de la deuda soberana y el promedio correspondiente a los días en que la Prima de Riesgo-País registró valores inferiores a 1704 (correspondiente al último día del mes de diciembre) puntos desde el inicio de la serie.

Fuente: Elaboración propia.

Si bien existen diversos métodos de calcular el riesgo-país, el EMBI es uno de los más utilizados ya que es más representativo porque compara deuda soberana de un país con los títulos soberanos de Estados Unidos, contemplando en el cálculo un conjunto de títulos. Por ejemplo, ARSEP utiliza el EMBI alegando que no existen bonos de Brasil nominados en dólares lo suficientemente líquidos para ser instrumento de comparación.

A pesar de la practicidad que significa la utilización de este índice, es importante resaltar la importancia que tiene en la determinación de este parámetro el período histórico utilizado para calcular el promedio. Si observamos la Tabla 1 y la Tabla 3, es posible distinguir que aquellos países que optaron por utilizar el EMBI fueron consistentes, en el período considerado, con el cálculo de la tasa libre de riesgo.

Con este motivo, en el estudio de Gasoducto Cruz del Sur (2014), la consultora afirma que:

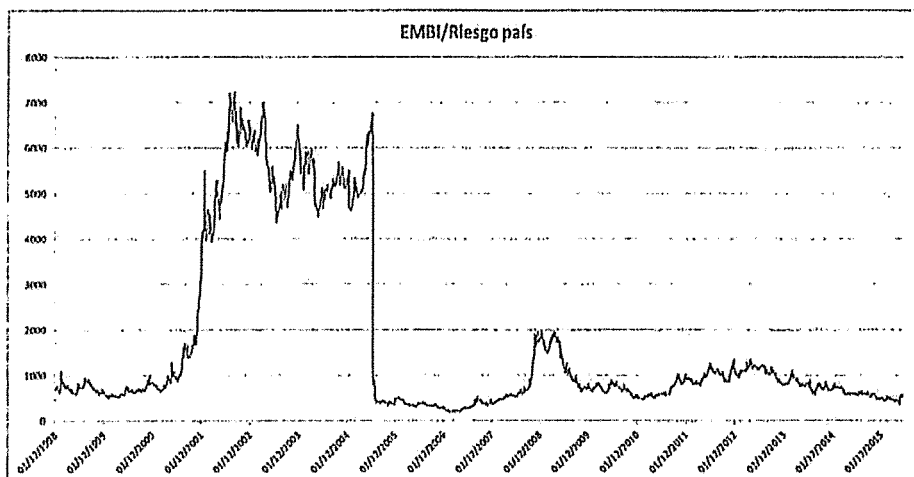
“el criterio que debe primar al estimar la prima de riesgo país es el de consistencia temporal con la tasa libre de riesgo, ya que existen eventos relacionados que no serían debidamente captados si hay discrepancia de criterios.”

Asimismo, los entes reguladores brasileños también siguen este criterio de consistencia temporal.

3.2.2 Estimación de niveles alternativos de tasas

Para el caso particular de Argentina, la definición del período a estudiar es un factor altamente determinante debido a la volatilidad que este índice sufrió a lo largo de la historia económica del país. Con el fin de observar con claridad la dispersión de estos valores se presenta el Gráfico 3, que muestra la evolución temporal del índice EMBI para la Argentina.

Gráfico 3. EMBI para la Argentina



Fuente: Elaboración propia.

Tal como es posible observar en el Gráfico 3, el riesgo país para Argentina ha sido muy volátil, alcanzando valores extremos luego de la crisis de 2001 hasta la reestructuración de la deuda en 2005 y aun así, la dispersión no ha cesado. En el gráfico, además, queda demostrada implícitamente la relevancia de definir correctamente un período histórico representativo de la Argentina para los próximos años, manteniendo la consistencia temporal planteada anteriormente.

La Tabla 4 muestra el promedio y el desvío estándar del índice EMBI para la Argentina, según el período analizado.

Tabla 4. Promedio EMBI a distintos períodos (pb)

Período	Promedio	Desvío	Promedio (valor máximo en 438 días criterio ARMD)	Promedio (valor en 4110 días criterio estadístico)
Último mes	554,92	11,81		554,92
Último año	523,09	63,88	413,39	523,09
Últimos 3 años	725,39	204,33	413,39	695,22
Últimos 5 años	819,65	227,35	413,39	764,61
Últimos 10 años	755,13	355,27	314,83	649,80
Últimos 15 años	1875,89	2061,31	334,31	630,95
Todo el período (1983-2016)	1484,47	1759,70	347,53	645,48
Post-reestructuración	726,02	353,69	334,31	627,14

Fuente: Elaboración propia.

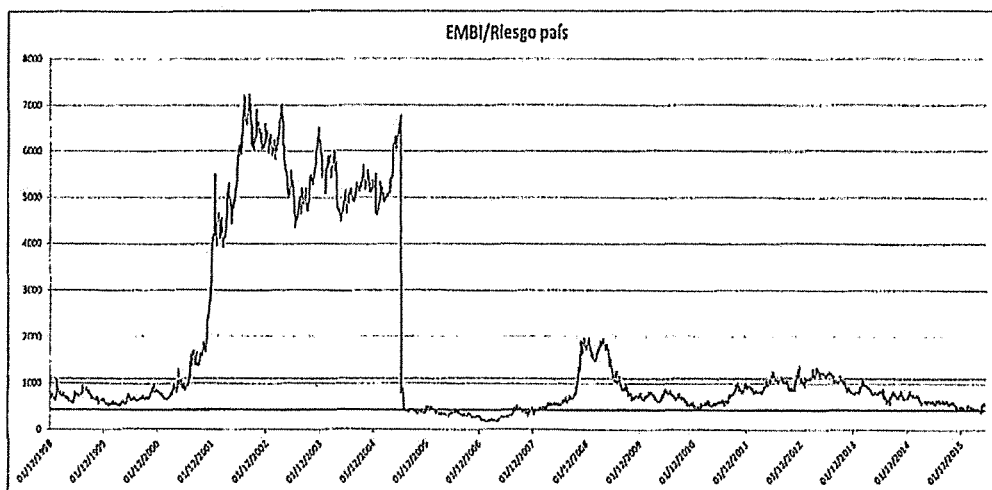
Se puede observar la alta volatilidad que afrontan las empresas e Inversores que operan dentro del país. La cuarta columna nos presenta los promedios para cada período si se considera únicamente aquellos valores que se encuentran por debajo de 438 puntos, valor de la prima de riesgo país del 31 de diciembre de 2015 (criterio utilizado por ENARGAS en 2009).

Si consideramos el criterio utilizado en 2009 y lo actualizamos, tendríamos que tomar el promedio del EMBI post reestructuración (posterior a junio de 2005), 726 bps y la media correspondiente a la última columna pero de todo el período, 347,53 bps. ; y promediarlos entre sí. Este método nos daría una prima de riesgo país de 536,78 bps.

Sin embargo, a diferencia del cálculo para 2009 donde este criterio mantenía el 75% de los datos, considerar un valor de 438 puntos como corte limita drásticamente la cantidad de registros que se incluyen en el cómputo del EMBI. Sólo el 14% de los datos se encuentran por debajo de este valor. Por lo tanto, este método no es aplicable en la actualidad, lo cual hace necesario pensar distintas alternativas para determinar el valor máximo de la muestra.

Una alternativa estadística posible, como se puede observar en la columna 5 de la tabla 4, es considerar como valor máximo la suma del promedio y el desvío estándar de la muestra para el período de 10 años. Este método nos arroja un valor de 1.110,41 puntos. Si consideramos solamente los valores que se encuentran por debajo de ese *cap* y se saca el promedio de los últimos se obtiene un valor promedio de 645,48 bps. Luego, continuando con el criterio utilizado por ENARGAS en 2009, promediando este último valor con el promedio post-reestructuración de la deuda (726 bps) se llega a una prima de riesgo país de 685,75. Además, esta nueva alternativa permite que los datos considerados sean significativos respecto de la totalidad de registros dado que representan el 73% de la muestra. A continuación el gráfico 4 nos muestra la serie histórica del índice EMBI con los cortes correspondientes en 438 (línea roja) y 1110,41 (línea verde).

Gráfico 4. EMBI para Argentina con capeo en 438 y 1110,41.



El gráfico muestra con claridad la significatividad de la muestra con los dos valores de corte presentados anteriormente. Con el valor más bajo (438 puntos) se puede observar que sólo una pequeña porción de los datos se hallan por debajo de este (14%). En cambio, el límite fijado en 1.110,41 hace que el volumen de observaciones por debajo de este valor sea significativo (73%).

3.2.3 Propuesta

Respecto a la prima de riesgo-país, se respeta el criterio utilizado por ENARGAS en 2009 dada la practicidad que plantea el uso del EMBI. Dicha forma de cálculo depura el valor de los años de alto riesgo alcanzados por el país. La única discrepancia planteada con el criterio de 2009 es el valor de corte utilizado. Se considera que usar el último valor correspondiente al año previo es arbitrario y no es representativo. Con fines de alcanzar un valor más veraz, se propone como valor máximo 1.110,41 puntos que corresponde a la suma del promedio y desvío estándar para los últimos 10 años, criterio basado en fundamentos estadísticos. Este valor permite apartar de la muestra los valores más altos manteniendo un elevado grado de representatividad (73% de los datos).

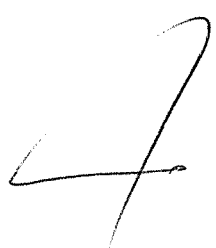
Por lo tanto, el criterio propuesto para el cálculo de la prima de riesgo-país es el de promediar la media del Índice EMBI post-restructuración con el promedio del riesgo país para los valores que se hallen por debajo de los 1.110,41 puntos para todo el período disponible. Este criterio permite alcanzar un valor de 6,86%.

3.3 Prima de riesgo de mercado

La prima de riesgo de mercado representa el rendimiento esperado por el Inversor por sobre la tasa libre de riesgo al invertir en una cartera de activos diversificada, es decir, es el rendimiento que compensa el riesgo de mercado. En torno a este parámetro existen diversos focos de debate; entre ellos se encuentran:

- La utilización de promedio históricos o estimaciones futuras
- Cuál debería ser la cartera de referencia (S&P500, Merval, etc.)
- Promedio aritmético versus promedio geométrico
- Período histórico apropiado
- Activo libre de riesgo

El primer punto de discusión generalmente se da en relación a que hay quienes afirman que los valores históricos no reflejan expectativas futuras. Sin embargo, estimar estas últimas requiere de un proceso altamente complejo para determinar el riesgo de mercado y que tampoco asegura ser lo suficientemente efectivo, ya que se trabajaría con flujos de fondos proyectados. Por esta razón, priorizando la practicidad, existe un consenso en la utilización del promedio de rendimientos históricos.



Respecto al segundo punto, si bien existen discrepancias entre distintos estudios posiblemente el S&P 500 sea uno de los más utilizados, dado que contiene activos de distintos sectores (altamente diversificado) y es un índice que posee una larga historia permitiendo obtener series extensas y más representativas.

También el debate se puede centrar en qué tipo de promedio utilizar: aritmético o geométrico. Si se desea calcular correctamente el rendimiento histórico, posiblemente el promedio geométrico sea el estimador indicado; sin embargo, el promedio aritmético suele ser un mejor estimador de los rendimientos futuros.

Nuevamente, otro punto de discusión es el período utilizado para calcular el promedio. Existen criterios a favor de considerar series de tiempo más largas, que disminuyan los errores de medición; y por otro lado, hay quienes afirman que se deben considerar períodos no muy extensos, ya que son más representativos de la situación actual de mercado. Respecto a este punto de discusión, Morin (1994) resalta la importancia de utilizar períodos extensos de estimación y sostiene que la veracidad de este cálculo para estimar valores futuros mejora al aumentar la cantidad de años considerados en la muestra. Damodaran (2015) plantea la discusión y especifica que aquellos que utilizan períodos cortos de análisis consideran que la aversión al riesgo de los inversores es altamente cambiante a lo largo del tiempo y que por lo tanto dicho valor es más representativo de la situación actual. Sin embargo, el autor también señala el costo que conlleva la utilización de períodos cortos; este es el aumento del desvío estándar de dicho valor, lo cual aumenta la probabilidad de tener estimaciones poco precisas. También Damodaran (2015) afirma que utilizar series de tiempo demasiado extensas puede significar incluir en análisis años cuyos valores pueden ser no confiables, especialmente para los primeros años donde el mercado bursátil no estaba tan desarrollado y la información disponible no era tan certera.

3.3.1 Antecedentes internacionales

Considerando las discrepancias previamente analizadas, es posible encontrar en la práctica distintos criterios, principalmente para la determinación del período a considerar. Así, por ejemplo ARSESP (2014) utiliza el rendimiento promedio aritmético de S&P 500 para el período 1926 hasta 2012 y especifica que es necesario tomar el mayor período posible. Asimismo, la Comisión Reguladora de Energía de México (2012) propone utilizar el índice S&P 500 pero para el período comprendido entre 1981 a 2010, siendo consistente temporalmente con el cálculo de la tasa libre de riesgo.

Distinto a los criterios analizados, en el caso de ENARGAS (2009) se presentan los valores estimados por los principales teóricos en finanzas en distintos estudios y, alineándose con estas ideas, toma un valor de prima de riesgo de mercado de 7,5%. La Tabla 5 sintetiza estos criterios.



Tabla 5. Criterios para determinar el riesgo de mercado

Regulador/Empresa	Criterio
Comisión reguladora de energía (México, 2012)	Rendimiento promedio de S&P 500 para el período 1926 hasta 2012
ARSESP (San Pablo, 2014)	Rendimiento anual de mercado del S&P 500 para el período 1981 a 2010
Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia, 2015)	Promedio aritmético del rendimiento del S&P 500 desde 1982 hasta un año antes de cálculo.

Fuente: Elaboración propia.

Claramente, en la tabla 5 se puede observar que el S&P 500 se considera como el índice que mejor representa al portafolio de mercado, principalmente debido a lo diversificado que se halla. Además es elegido también con el fin de ser consistente con la tasa libre de riesgo en cuanto al mercado en el que opera.

Muchos países optan por utilizar el período más largo de cálculo, posiblemente para evitar la utilización de un parámetro influenciado por una circunstancia particular. Tal es el caso de Brasil (2014) que propone el uso del promedio histórico del rendimiento del índice S&P500 para la serie histórica disponible más extensa.

A diferencia de estos criterios, en 2009 para el caso argentino, se consideró una prima de riesgo del 7,5%. Este valor fue tomado a partir del estudio de distintos casos e informes de especialistas en finanzas que trataban de estimar este dato.

3.3.2 Estimación de niveles alternativos de tasas

La tasa de rendimiento de mercado puede alcanzar diversos valores dependiendo de la cartera de referencia utilizada y el período histórico analizado. Por ejemplo Damodaran presenta el rendimiento de mercado calculado para tres períodos distintos para el S&P500¹¹. En primer lugar el plazo más extenso considerado es desde 1928 al 2015 y alcanza un valor de 11,41%. También se calcula el rendimiento promedio de la cartera para los años desde 1966 al 2015, el cual es 11,01%. Finalmente se calcula la media aritmética del rendimiento del S&P500 para el período comprendido entre los años 2006 y 2015. Esta última es de 9,03%.

Con una tasa libre de riesgo del 3%, correspondiente al rendimiento promedio de 10 años del T-Bond a 10 años, para el primer período de cálculo presentado la prima de riesgo de mercado sería de 8,41%, para el segundo de 8,01%, y para el último de 6,03%. Es clave poder elegir el período que sea representativo de las expectativas futuras de los inversores para alcanzar un WACC lo más realista posible.

¹¹ <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>

3.3.3 Propuesta

Para la prima de riesgo de mercado se decidió utilizar el valor correspondiente a la serie de tiempo más larga disponible para evitar que los datos estén sesgados en función de un ciclo económico determinado: desde 1928 hasta 2015. Utilizando una tasa libre de riesgo del 3%, una prima de riesgo de mercado de 8,41% se puede considerar representativa de la variable en cuestión.

3.4 Coeficiente beta

El beta es la medida de sensibilidad del título en cuestión respecto a las variaciones en el rendimiento de mercado. Para obtener este beta, se requiere de un proceso de dos etapas: una primera correspondiente a la determinación de un beta desapalancado (β_u) que sea representativo del riesgo operativo de la empresa; y en segundo lugar reapalancar el β_u de acuerdo a la estructura de financiación que posee la empresa, para incluir en esta medida el riesgo de financiamiento. Por lo tanto hay dos parámetros claves a definir a la hora de determinar el coeficiente beta: el beta sin apalancar y el índice de endeudamiento de la empresa que permitirá reapalancarlo.

3.4.1 Beta desapalancado

En relación al cálculo del beta desapalancado, en primer lugar debe definirse la muestra de empresas a utilizar. En primera instancia, se consideraron utilities de Estados Unidos pertenecientes a la industria de gas.

Para poder distinguir la actividad de cada una de las empresas seleccionadas y obtener una muestra de empresas dedicadas al transporte de gas, se utilizó la clasificación que presenta la New York Stock Exchange (NYSE). La Tabla 6 a continuación presenta el nombre de cada empresa considerada y su clasificación en cada caso.

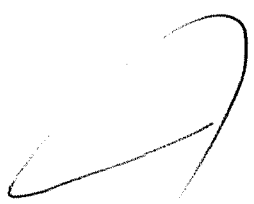


Tabla 6. Clasificación de las empresas

Quote	Empresa	Clasificación NYSE
GAS (AGL)	AGL Resources, Inc.	Natural Gas Distribution
ATO	Atmos Energy Corporation	Natural Gas Distribution
BWP	Boardwalk Pipeline Partners L.P.	Pipeline Transportation of Natural Gas
CLNE	Clean Energy Fuels Corp.	Natural Gas Distribution
DPM	DCP Midstream Partners, LP	Pipeline Transportation of Natural Gas
ETE	Energy Transfer Equity, L.P.	Pipeline Transportation of Natural Gas
ETP	ENERGY TRANSFER PARTNERS	Pipeline Transportation of Natural Gas
ENLC	EnLink Midstream, LLC	Pipeline Transportation of Natural Gas
EGAS	Gas Natural Inc.	Natural Gas Distribution
JE	Just Energy Group, Inc.	Natural Gas Distribution
NJR	NewJersey Resources Corporation	Natural Gas Distribution
NWN	Northwest Natural Gas Company	Natural Gas Distribution
OKS	ONEOK Partners, L.P.	Pipeline Transportation of Natural Gas
PNY	Piedmont Natural Gas Company, Inc.	Natural Gas Distribution
SRE	Sempra Energy	Natural Gas Distribution
SJI	South Jersey Industries, Inc.	Natural Gas Distribution
SEP	Spectra Energy Partners, LP	Pipeline Transportation of Natural Gas
SR	Spire Inc.	Natural Gas Distribution
TCP	TC Pipelines, LP	Pipeline Transportation of Natural Gas
UGI	UGI Corporation	Natural Gas Distribution
VVC	Vectren Corporation	Natural Gas Distribution
WES	Western Gas Partners, LP	Pipeline Transportation of Natural Gas
WGL	WGL Holdings Inc	Natural Gas Distribution
WMB	Williams Companies, Inc. (The)	Pipeline Transportation of Natural Gas
WPZ	Williams Partners LP	Pipeline Transportation of Natural Gas

Fuente: Elaboración propia.

Esta distinción se basa en un criterio objetivo, como es la clasificación gubernamental por industrias, el North American Industry Classification System (NAICS). El NAICS es el criterio utilizado por la agencia federal de estadísticas de Estados Unidos para la confección de las estadísticas oficiales. Allí, Las empresas distribuidoras se encuentran bajo el rótulo de Natural Gas Distribution (código 221210). Asimismo, las empresas transportadoras se agrupan bajo el sector "Pipeline Transportation of Natural Gas", con el código 486210. Es importante resaltar que recientemente la CRE (México, 2012) plantea el mismo criterio de clasificación para la confección de su muestra.

Partiendo de la muestra de empresas seleccionada y de la serie histórica de precios para dichas acciones, se calculó el coeficiente beta a partir de la siguiente fórmula:

$$(4) \beta_{it} = \frac{\text{Cov}(r_{it}, r_{mt})}{\text{Var}(r_{mt})}$$

Donde:

β_{it} : Coeficiente beta apalancado para cada empresa

$Cov(r_i; r_m)$: Covarianza entre el rendimiento del activo de la empresa i y el rendimiento del portafolio de mercado.

$Var(r_m)$: Varianza del rendimiento de mercado.

Una vez obtenido el beta apalancado de cada empresa es necesario desapalancarlo de acuerdo al índice de D/E, que cada empresa posea, como determina la siguiente ecuación:

$$(5) \quad \beta_{ui} = \frac{\beta_{li}}{1 + \left[\frac{D_i}{MCI_i} (1 - t) \right]}$$

Donde:

β_{ui} : Coeficiente beta desapalancado para cada empresa;

D_i : Nivel de deuda total de la empresa i en el año 2015;

MCI_i : Market cap de cada empresa en 2015

Con el fin de obtener un único beta desapalancado representativo del riesgo operativo del sector se procede a realizar un promedio de los betas sin riesgo financiero obtenidos a partir de la muestra seleccionada de empresas. Dicho promedio se pondera de acuerdo al market cap de cada una de ellas.

$$(6) \quad P_i = \frac{Mkt \text{ Cap}_i}{\sum^n Mkt \text{ Cap}_i}$$

$$(7) \quad \bar{\beta}_u = \beta_{ui} \cdot P_i$$

Donde:

$\bar{\beta}_u$: Coeficiente beta desapalancado promedio;

$Mkt \text{ Cap}_i$: Market cap de cada empresa;

n : Número de empresas;

P_i : Ponderador de cada empresa.

Es posible, también, ponderar la muestra de empresas de acuerdo a la cantidad de datos disponibles, es decir, de acuerdo al tiempo de cotización. Gracias a esta modificación, la muestra de empresas no varía de acuerdo al período considerado; la ponderación de cada activo es la variable en la que se observan los cambios. El cálculo de la participación de cada empresa en el total se desarrolló mediante las siguientes ecuaciones:

$$(8) \quad Mkt \text{ Cap Pond}_i = \frac{Mkt \text{ Cap}_i \cdot Dti}{D^T}$$

$$(9) \quad P_i = \frac{Mkt \text{ Cap Pond}_i}{\sum^n Mkt \text{ Cap Pond}_i}$$

Donde:

$Mkt \text{ Cap}_i$: Market cap de cada empresa;

Dd_t : La cantidad de datos disponibles de cada empresa para el período analizado;

DT : La cantidad de datos totales disponibles para el período analizado;

$Mkt\ Cap\ Pond_t$: El market cap de cada empresa ponderado;

n : Número de empresas;

P_i : Ponderador de cada empresa.

En la Tabla 7 se presentan los resultados alcanzados partiendo de la muestra de empresas transportistas seleccionada ponderando por market cap y por tiempo de cotización.

Tabla 7. Coeficiente beta para empresas transportistas

Período Considerado	Ponderado por Mkt Cap		Ponderado por tiempo	
	Beta	Número de empresas	Beta	Número de empresas
Últimos 5 años (2015-2011)	0,548	11	0,552	11
Últimos 10 años (2015-2006)	0,466	7	0,415	11
Últimos 15 años (2015-2001)	0,441	4	0,422	11
Últimos 20 años (2015-1996)	0,479	2	0,368	11
Últimos 25 años (2015-1990)	-	-	0,403	11

Fuente: Elaboración propia.

Para este cálculo se consideraron los rendimientos mensuales de cada activo para los períodos citados en la primera columna de la tabla. Cabe resaltar que para todos los casos se utilizó la deuda y market cap correspondientes a 2015.

A estos valores es necesario incorporarle el riesgo regulatorio de pasar de un sistema "rate of return" como es en Estados Unidos a "price cap" como es en Argentina del 0,25¹². Una vez obtenido el beta operativo para empresas que operan en nuestro país es necesario reapalancar dicho coeficiente de acuerdo al índice de apalancamiento que se determine.

3.4.2 Antecedentes internacionales

Para el cálculo del beta sin apalancar promedio vamos a encontrar distintos criterios aplicados en otros países. Todos estos se presentan en la Tabla 8, donde se especifica el criterio utilizado para otras empresas transportadoras de gas y el valor del coeficiente beta alcanzado.

¹² Véase explicación de dicho coeficiente en la referencia al pie número 14 de este Informe.

Tabla 8. Criterios para estimar el beta

Regulador/Empresa	Criterio	Beta Desapalancada
Comisión reguladora de energía (México, 2012)	Utiliza una muestra de 22 empresas transportadoras de gas de EE.UU. y le suma el riesgo regulatorio	0,65
Dutch Gas Transmission System (Holanda, 2011)	Utiliza una muestra de 19 empresas europeas, australianas y norteamericanas.	ND
ANP (Brasil, 2011)	El valor máximo observado entre las adoptadas por los reguladores en Australia, Canadá, Estados Unidos, Irlanda y Reino Unido, en sus respectivas decisiones sobre la metodología cálculo del CPPC para la actividad de transporte de gas natural.	0,62
Gasoducto Cruz del Sur (Uruguay, 2014)	Utiliza empresas comparables de USA y le adiciona el riesgo regulatorio	0,5
ENARGAS (2009)	Utiliza 6 empresas distribuidoras comparables de USA y le adiciona el riesgo regulatorio. Calcula un diferencial de betas entre distribuidoras y transportadoras de gas.	0,42

Nota: ND: Información no disponible

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla se pueden observar los distintos criterios utilizados. Por ejemplo ANP de Brasil (2014) utiliza un β_u de 0,62 correspondiente al valor máximo observado entre los adoptados por los reguladores de Australia (ACCC y OFFGAR), de Canadá (NEB e BC), de Estados Unidos (FERC), de Irlanda (CER) y de Reino Unido (OFGEM), en sus respectivos cálculos de CPPC para la actividad de transporte de gas natural.

Dutch Gas Transmission System (2011) optó por utilizar una muestra conformada por 19 empresas europeas, australianas y norteamericanas, representativas y comparables con las empresas analizadas. Esta muestra se formó con aquellas empresas que cumplieran con tres criterios prefijados: que posean un *business mix* comparable, liquidez suficiente de sus acciones y un similar sistema de regulación.

Gasoducto Cruz del Sur (2014) utiliza un criterio similar al empleado en el caso de ENARGAS (2009). Construye una muestra conformada por empresas de Estados Unidos, para ser consistente con la prima de riesgo utilizada, y obtiene un β_u de 0,29; a este valor le adiciona el riesgo regulatorio de 0,2.

Existen también casos en los que se utilizan datos propios de la empresa para calcular el beta. Tal es el caso de CMA de Reino Unido (2015). Sin embargo, hay quienes afirman que en países emergentes muchas veces esto no se puede aplicar, posiblemente porque las empresas en

cuestión no cotizan en bolsa o por el simple hecho de ser consistentes con la cartera de mercado elegida.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia propone en 2014¹³ un modelo de remuneración de los riesgos de las actividades reguladas. En el caso de la estimación de los betas de actividades de transporte y distribución de gas se parte de una muestra de empresas de Estados Unidos, se obtiene los betas desapalancados y se le adiciona un $\Delta\beta$ de acuerdo al riesgo de cada actividad (transporte y distribución). Ese valor representa la diferencia entre el esquema de remuneración del mercado de referencia (Estados Unidos) y el esquema aplicado en Colombia para las actividades reguladas. Para obtener ese delta, primero se identifican los riesgos subyacentes en cada tipo de actividad y luego se los valoriza. Para ello, se plantea un modelo de flujos de caja para cada actividad con el fin de simular escenarios alternativos. Dichos escenarios surgen de asignar probabilidades de ocurrencia a cada uno de los riesgos identificados. Finalmente, se determina el $\Delta\beta$, que representa la volatilidad operativa del negocio dependiendo de los riesgos existentes y analizados. Es posible observar en el caso colombiano que el $\Delta\beta$ calculado para transportistas es de 0,471 y para distribuidoras de 0,335. Concluyendo así que la actividad de las transportadoras suele ser más riesgosa y que por lo tanto el coeficiente beta correspondiente debería ser mayor.

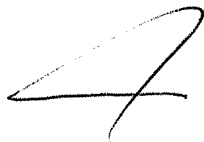
3.4.2.1 El caso de ENARGAS (2009)

Por ser la última estimación de WACC disponible para la industria del gas natural en la Argentina, se resumen aquí la metodología elegida para obtener el beta del sector de transporte de gas natural. En el cálculo del WACC para ENARGAS (2009), la consultora propone el siguiente proceso para la determinación de este coeficiente:

- Considerar una muestra de seis empresas distribuidoras de gas natural de USA.
- Calcular los coeficientes Betas desapalancados de cada distribuidora.
- Determinar un coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado para las distribuidoras de USA, cuyo valor es de 0,37.
- Ajustar el coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado obtenido para las empresas distribuidoras de USA adicionándole un valor de 0,25, compensando así el riesgo regulatorio¹⁴. El beta alcanza así un valor de 0,62.

¹³ Véase Resolución CREG 112/2014, 5 de agosto de 2014 y Documento CREG -065 (5/8/2014) –Estimación del Impacto del Modelo de Remuneración de los Riesgos de las Actividades Reguladas – $\Delta\beta$.

¹⁴ Antecedente establecido en la determinación del Costo de Capital durante la RQT2 "Dado que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, consideramos adecuado mantener la propuesta realizada por Azicri al determinar el costo de capital de la industria de gas natural en Argentina: "Al utilizar Betas de la Industria Americana para componer el promedio de la industria que se utilizará para el CAPM, sugerimos que los Betas de los activos de dichas compañías serán ajustados por un rango de coeficientes de entre 0.20 y 0.3, que surge del menor riesgo regulatorio de estas compañías respecto de las compañías que operan en Argentina". La propuesta realizada oportunamente por Azicri se sustenta en un trabajo realizado por Alexander, Mayer y Weeds que procura medir el diferencial entre los coeficientes Betas de activos de empresas reguladas por distintos métodos (véase: Alexander, Mayer, Weeds, "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms", Policy Research Working Paper 1698, World Bank 1996).



- Aplicar el diferencial de riesgo entre las empresas de distribución y transporte de gas natural de Argentina¹⁵ para calcular el Beta promedio ponderado desapalancado de las transportadoras, obteniendo un Beta ajustado por riesgo regulatorio de 0,42 para las transportadoras.
- Reapalancar los coeficientes Betas promedios ponderados ajustados por riesgo regulatorio utilizando los coeficientes D/E que surgen de los ratios de apalancamiento seleccionados como ponderadores. El D/E para las distribuidoras es de 33,33% (ratio de apalancamiento objetivo de 25%) y un coeficiente D/E de 53,85% para las transportadoras (ratio de apalancamiento objetivo de 35%). De este modo, se obtuvieron coeficientes Betas apalancados de 0,75 para las empresas de distribución de gas de Argentina y de 0,57 para las empresas de transporte de gas.

En este proceso surgen problemas metodológicos sobre varios aspectos. En primer lugar, el cálculo del beta desapalancado no es representativo de las empresas de transporte de gas. El esquema no explica porque solamente se utilizan para el cálculo empresas de distribución. En segundo lugar, el esquema de diferenciación del beta entre distribuidoras y transportadoras es arbitrario y no se encuentran antecedentes en la práctica internacional. En tercer lugar, los D/E utilizados para reapalancar los betas surgen de ratios de apalancamiento objetivo que no estaban justificadas por el real funcionamiento del sector.

3.4.3 Diferencias en el riesgo operativo de empresas distribuidoras y transportistas en Argentina

Es importante resaltar que existe, desde la perspectiva del inversor, una diferencia en el riesgo operativo que enfrenta una empresa distribuidora de una transportista. Por eso es necesario cuestionarse cuáles son los riesgos distintivos de cada sector y cómo reflejar dicha diferencia en el coeficiente beta.

En la actualidad es posible observar que la actividad de los transportistas enfrenta un mayor riesgo que la distribución. Ello es consecuencia de la dinámica regulatoria que ha enfrentado las empresas de transporte y distribución de gas a partir de los cambios radicales post salida de la convertibilidad a fines de 2001.

A continuación se identifican en forma resumida los fundamentos que explican el mayor riesgo que vienen enfrentando las transportistas:

- Riesgo variabilidad de ingresos:

¹⁵ La metodología consiste en comparar el riesgo, a través del desvío estándar de los EBITDA (ganancia antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones) sobre activos de las transportadoras y las distribuidoras (promedio ponderado por capitalización), y ajustar el Beta de los activos de las últimas por el cociente del desvío estándar de las transportadoras sobre el desvío estándar de las distribuidoras, cociente que arroja un valor de 0,68 para el período comprendido entre los años 1993 y 2000.

Históricamente se reconoció un mayor WACC a distribuidoras que a transportistas por la variabilidad relativa de sus ingresos, más dependientes de la temperatura y la actividad económica.

En la actualidad esta situación cambió. El volumen que las distribuidoras no venden a usuarios residenciales por suba de la temperatura, lo pueden vender a industrias o centrales eléctricas. Asimismo, el volumen que no venden a industrias por caída de actividad, lo pueden vender a usinas.

La variabilidad en los volúmenes de ventas de distribución se redujo drásticamente y, si se igualara el margen de distribución para los tres segmentos (residenciales, industrias y usinas), se podría eliminar.

- Riesgo congelamiento tarifario

En los últimos años la tarifa de transporte fue congelada durante más tiempo que la correspondiente a la distribución ya que, por haber invertido más en términos relativos, la actividad de transporte tuvo más margen para absorber el aumento de costos.

- Riesgo margen de acción ante un congelamiento

Las distribuidoras pueden financiarse con productores y transportistas que, en la práctica, no pueden interrumpir la prestación de los correspondientes servicios. A diferencia de las distribuidoras, las transportistas no pueden acceder al financiamiento forzoso de sus proveedores y, por eso, son más vulnerables ante acciones judiciales por incumplimientos, pedidos de quiebra de acreedores financieros e interrupción de suministro de bienes y servicios críticos.

Una vez diferenciados los riesgos afrontados por los transportistas, es necesario determinar de qué manera se puede replicar dicho diferencial de riesgo en el coeficiente beta. Una manera posible es formar dos muestras de empresas comparables distinguiendo el tipo de actividad llevada a cabo por cada una (transporte o distribución) y calcular el coeficiente beta correspondiente a cada grupo.

3.4.3.1 Beta diferencial partiendo de dos muestras distintas

Una vez conformadas las muestras, de acuerdo a la clasificación presentada en la Tabla 6, y utilizando el método de cálculo de la sección previa, es posible alcanzar un valor estimado de beta promedio para distintos períodos de análisis. La Tabla 9 muestra, por lo tanto, los valores del beta diferenciados entre transportadoras y distribuidoras para distintas series de tiempo.

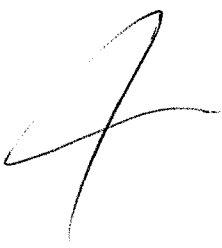


Tabla 9. Coeficiente beta para transportadoras y distribuidoras.

Período Considerado	Distribuidoras		Transportadoras	
	Beta	Cantidad de Datos	Beta	Cantidad de Datos
Últimos 5 años (2015-2011)	0,363	14	0,548	11
Últimos 10 años (2015-2006)	0,337	12	0,466	7
Últimos 15 años (2015-2001)	0,322	12	0,441	4
Últimos 20 años (2015-1996)	0,220	11	0,479	2

Fuente: Elaboración propia.

Para este cálculo se consideraron los rendimientos mensuales de cada activo para los períodos citados en la primera columna de la tabla. Cabe resaltar que para todos los casos se utilizó la deuda y *market cap* correspondientes a 2015; además el promedio de betas se ponderó de acuerdo al *market cap* de cada empresa.

La muestra de empresas varía de acuerdo al período considerado dado que a medida que se amplía el tiempo de análisis, algunas empresas dejan de formar parte de la muestra ya que no cotizaron en bolsa a lo largo del todo el período de análisis.

Como nos muestra la tabla, el beta desapalancado sin riesgo regulatorio de las empresas transportadoras fue siempre superior al coeficiente calculado para las distribuidoras. Gracias a estos valores podríamos decir que, en términos operativos, las empresas transportadoras en promedio presentan un mayor desvío y por lo tanto un nivel de riesgo más elevado.

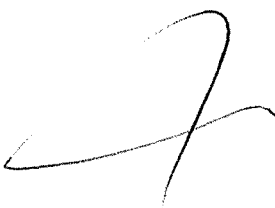
Ponderando las muestras de acuerdo al tiempo de cotización, fue posible hallar los valores de beta presentados en la Tabla 10. Allí se observan los betas para empresas distribuidoras y transportadoras para cada período de análisis. Además se muestra la cantidad de datos totales disponibles en cada caso.

Tabla 10. Valores de beta para distribuidoras y transportadoras ponderados por tiempo.

Período Considerado	Distribuidoras		Transportadoras	
	Beta	Cantidad de Datos	Beta	Cantidad de Datos
Últimos 5 años (2015-2011)	0,361	14	0,552	11
Últimos 10 años (2015-2006)	0,347	14	0,415	11
Últimos 15 años (2015-2001)	0,319	14	0,422	11
Últimos 20 años (2015-1996)	0,243	14	0,368	11
Últimos 25 años (2015-1990)	0,256	14	0,403	11

Fuente: Elaboración propia.

Con estos valores, es posible concluir nuevamente que el beta operativo de las empresas transportadoras es mayor que el de las distribuidoras independientemente del período considerado.




3.4.3.2 Beta diferencial de acuerdo al desvío operativo de las empresas

Otra forma de explicitar en el coeficiente beta la diferencia en el riesgo operativo de transportistas y distribuidoras, es mediante un método alternativo que calcula un diferencial entre sectores a partir del ratio de EBITDA/Activo Total de las empresas. Es importante remarcar que no se han encontrado antecedentes internacionales que apliquen este método, por lo que no se recomienda su aplicación.

De todas formas, a continuación se replica el criterio utilizado por ENARGAS en 2009 pero actualizado para los últimos 10 años.

Para esta comparación se consideraron como empresas transportadoras a TGN y TGS, y como distribuidoras a Metrogas, Gas Natural Ban, Camuzzi Pampeana, Camuzzi del Sur, Ecogas Centro y Ecogas Cuyo¹⁶.

El procedimiento de cálculo se expone a continuación. Primero, para cada empresa se obtuvo el cociente entre el EBITDA y el activo total de cada empresa, para capturar la performance operativa relativa al activo que poseen. Segundo, se estimó la volatilidad operativa de la empresa a partir del desvío estándar del cociente anterior. Tercero, se obtuvo el desvío operativo promedio para cada actividad, como el promedio simple de los desvíos de las empresas transportadoras y distribuidoras, respectivamente. Cuarto, se calcula el cociente entre ambos desvíos (Desvío transportadora/Desvío distribuidora). Como puede observarse en la Tabla 11, aún bajo este método, no se puede justificar que el beta de las empresas transportadoras sea inferior al de las empresas de distribución.

Tabla 11. Diferencial de los betas entre distribuidoras y transportadoras (2006-2015)

Distribuidora	Desv/p	Desv/Trans/Desv/dDistr	1,01
Metrogas	0,042		
Gas Ban	0,064		
Camuzzi Pampeana	0,063		
Camuzzi Sur	0,037		
Ecogas Centro	0,046		
Ecogas Cuyo	0,045		
Promedio	0,049		
Transportadora	Desv/p		
TGS	0,038		
TGN	0,062		
Promedio	0,050		

Fuente: Elaboración propia.

Es necesario resaltar que para analizar la volatilidad operativa de TGS se consideró únicamente los resultados provenientes de la actividad de transporte de gas y no aquellos correspondientes a la comercialización de líquidos.

¹⁶ Véase: Balance consolidado de cada empresa para 2000-2015 presentados en la CNV o en sus propias páginas web.

Con el fin de alcanzar una mayor precisión también es posible realizar el mismo cálculo pero utilizando, en lugar de la media simple para obtener el desvío promedio, un promedio ponderado de acuerdo al tamaño de las empresas, es decir, de acuerdo a su activo total. Tomando a este como parámetro de ponderación, se obtienen los siguientes ponderadores:

Tabla 12. Ponderación según activo promedio.

Distribuidora	Activo promedio	Ponderación
Metrogas	\$ 2.290.639.562,50	33%
Gas Ban	\$ 1.443.643.713,47	21%
Camuzzi Pampeana	\$ 1.141.861.271,00	17%
Camuzzi Sur	\$ 802.082.655,69	12%
Ecogas Centro	\$ 616.860.116,56	9%
Ecogas Cuyo	\$ 625.032.625,00	9%
Total	\$ 6.920.119.944,22	100%
Transportadora	Activo promedio	Ponderación
TGS	\$ 3.887.990.062,50	57%
TGN	\$ 2.916.848.566,06	43%
Total	\$ 6.804.838.628,56	100%

Fuente: Elaboración propia.

Una vez obtenidos los ponderadores correspondientes a cada empresa, es posible obtener un nuevo cálculo para el diferencial de betas entre empresas. A continuación, la tabla 13 muestra el cociente de desvío considerando la participación de cada empresa.

Tabla 13. Diferencial de los betas entre distribuidoras y transportadoras ponderado (2000-2015)

Distribuidora	Desvío ponderado	Desvío TGS/Desvío TGN	0,96	
Metrogas	0,014			
Gas Ban	0,013			
Camuzzi Pampeana	0,010			
Camuzzi Sur	0,004			
Ecogas Centro	0,004			
Ecogas Cuyo	0,004			
Promedio ponderado	0,050			
Transportadora	Desvío ponderado			
TGS	0,022			
TGN	0,026			
Promedio ponderado	0,048			

Fuente: Elaboración propia.

Comparando la tabla 13 contra la tabla 11 donde la única diferencia recae en el cálculo del promedio de desvío, es posible notar que no existen cambios significativos.

Si se considera la muestra de empresas distribuidoras tomadas por ENARGAS en 2009 (6 empresas) y utilizando el mismo método de cálculo, se puede alcanzar un beta desapalancado de 0,317. En el proceso de estimación se utilizó el rendimiento mensual de cada acción de los últimos 5 años, pero se consideró únicamente la estructura de financiamiento de las empresas del 2015. Este beta correspondería a las empresas distribuidoras. Al multiplicar el valor obtenido por el diferencial considerado (1,01), es posible hallar el beta para la actividad de

transporte. Este sería de 0,32 al cual sería necesario adicionarle el diferencial de 0,25 por el riesgo regulatorio.

Es importante resaltar que el criterio de ENARGAS (2009) no es comúnmente utilizado dado que no se considera que la muestra de distribuidoras seleccionada más el correspondiente diferencial sea representativa para calcular el riesgo operativo de la actividad de transporte. Es mucho más criterioso partir de una muestra de empresas transportistas que reflejen con mayor precisión los riesgos propios del sector.

3.4.4 Propuesta

Para calcular el beta desapalancado del sector de transporte de gas natural se considera que partir de una muestra de empresas transportadoras de gas de Estados Unidos es el método más representativo. También se propone la utilización del promedio ponderado por tiempo de cotización y market cap dado que este nos permite mantener la muestra de empresas para distintos períodos de cálculo. Además se propone la utilización del promedio para los últimos 10 años con el fin de ser consistente en términos temporales con el resto de las variables analizadas. Este criterio brinda un beta desapalancado de 0,415 más un riesgo regulatorio de 0,25. Este *unlevered beta* total al ser apalancado con un índice de apalancamiento de 20%, alcanza un beta de 0,773

3.5 Costo del endeudamiento financiero

Una vez determinado el costo del capital propio, queda por definir el costo de la deuda de estas empresas. Tal como AEEGSI (2015) propone en el estudio del caso Italiano, el costo de la deuda debe ser consistente con el nivel de apalancamiento y el rating crediticio. Entonces, un índice de apalancamiento mayor implicaría un rating crediticio peor y consecuentemente un costo de endeudamiento mayor. Por lo tanto, si el índice de apalancamiento entre distribuidoras y transportadoras es distinto, su costo de endeudamiento debe ser diferente también, siendo mayor para aquella que posea un leverage más elevado.

Existen diversos criterios para determinar este valor, Entre ellos, el que más se utiliza es el que calcula el costo de endeudamiento a partir de la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo país y el spread corporativo.

3.5.1 Antecedentes internacionales

A continuación, la Tabla 14 nos muestra distintos criterios utilizados por entes reguladores y consultoras del resto del mundo.



Tabla 14. Criterios para el cálculo del Kd

Regulador/Entidad	Criterio
ARSESP (San Pablo, 2014)	Suma la tasa libre de riesgo, más la prima de riesgo-país, más un spread adicional por la calificación de negocio.
Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia, 2015)	Promedio ponderado por colocación de las tasas de créditos comerciales a más de 1825 días (sin contar entidades financieras)
OFGEM (UK)	La suma de la tasa libre de riesgo y la tasa de riesgo de la deuda (dada por la calificación de riesgo crediticio de los transportistas)
ERCB (Canadá)	Las tasas de financiamiento contraídas por cada empresa
CRE (Francia, 2013)	La suma de la tasa libre de riesgo más una prima de riesgo de la deuda
FERC (EE.UU.)	Se respeta el costo de la deuda de la empresa siempre y cuando parezca razonable
Gasoducto Cruz del Sur (Uruguay, 2014)	Suma la tasa libre de riesgo, más la prima de riesgo-país, más la prima por riesgo corporativo
ENARGAS (2009)	Utiliza la tasa correspondiente a deuda corporativa emitida por las Utilities de USA con duración de aproximadamente 3 años. Se le adiciona la prima de riesgo-país

Fuente: Elaboración propia y Comisión Reguladora de Energía de México.

En la presente tabla, se pueden observar los distintos criterios aplicados por cada ente regulador. Así, es posible encontrar tres criterios: el primero se basa en el cálculo del Kd teniendo en cuenta la tasa libre de riesgo más el riesgo país y el riesgo propio del negocio (ARSESP, 2014; CRE, 2013; Gasoducto Cruz del Sur, 2014; OFGEM); un segundo criterio es el de respetar los costos de endeudamiento de cada empresa (ERCB; FERC); y un tercer criterio que considera el costo de la deuda de distintas entidades comerciales (Comisión Reguladora de Energía y Gas, 2015).

En el caso de ENARGAS (2009) se propone, dado que se quiere calcular una tasa WACC nominal en dólares, utilizar los rendimientos nominales de una cartera de bonos corporativos emitidos en USD por las Utilities de USA con una duración de aproximadamente 3 años. Posteriormente, ajusta este valor de acuerdo al riesgo país.

3.5.2 Estimación de niveles alternativos de tasas

Si consideramos un criterio similar al utilizado en Brasil, Francia, Reino Unido y Uruguay, el valor del costo de endeudamiento va a estar sujeto a la elección de la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo-país. Este criterio propone que:

$$(10) \quad rd = rf + rp + sn$$

Donde:

rd: Costo de endeudamiento;

r_f : Tasa libre de riesgo;

r_p : Prima de riesgo-país;

sn : Spread adicional por el riesgo del negocio.

En la fórmula es posible observar con claridad que si se opta por este método de estimación, el costo de endeudamiento va a quedar determinado cuando se fijan el resto de los parámetros. Además, el spread se estima a partir del ratio de cobertura de intereses y el rating crediticio consecuente; en este caso el sn es del 1%¹⁷.

Es importante resaltar que el valor alcanzado debe superar la tasa de colocación de bonos soberanos del país, dado el mayor riesgo que significa prestarle a una empresa en relación al riesgo de comprar bonos del gobierno. La Tabla 15 nos muestra la tasa cupón correspondiente a distintos bonos soberanos para determinar un valor mínimo que debe tener el costo de endeudamiento determinado.

Tabla 15. Tasa de bonos soberanos

Bono	Fecha de emisión	Tasa Cupón
Bonar 2018	29/11/2011	9,00%
Bonar 2019	11/03/2013	6,25%
Bono 2021	22/04/2016	6,88%
Bonar 2024	07/05/2014	8,75%
Bonar 2046	22/04/2016	7,63%

Fuente: Elaboración propia¹⁸

También es necesario considerar las tasas de colocación de los bonos provinciales emitidos en el corriente año. Por ejemplo, la Provincia de Buenos Aires emitió deuda al 9,37%. También, la Ciudad de Buenos Aires colocó deuda a una tasa del 7,6%. Recientemente Salta colocó bonos a 8 años a una tasa del 9,125%. Estas tasas nos permiten estimar un mínimo que debe alcanzar el costo de endeudamiento¹⁹.

En el caso de ENARGAS de 2009, al calcular el WACC, se utilizó como costo de endeudamiento el promedio de los rendimientos de la deuda corporativa emitida por las Utilitiles de USA con duración de aproximadamente 3 años, al cual se le adiciona la prima de riesgo país correspondiente.

Si bien no fue posible obtener el índice utilizado en 2009, con el fin de alcanzar un criterio similar, se optó por calcular el costo de endeudamiento a partir del "S&P 500 Utilities

¹⁷ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/valquestions/synrating.htm

¹⁸ Datos: <http://www.supervielle.com.ar/export/sites/supervielle/documentos/Informesdiarios/Planilla-de-Bonos.pdf>

¹⁹ <http://www.cronista.com/finanzasmercados/Bonos-provinciales-atraen-con-rendimientos-entre-7-y-9-en-dolares-20160526-0070.html>

Corporates Bond Index". Este busca medir el rendimiento promedio de la deuda emitida por empresas de Estados Unidos que forman parte del sector de servicios públicos. Esta cartera de bonos tiene un vencimiento promedio ponderado de 14,26 años; si bien este valor se aleja del correspondiente a la muestra utilizada en 2009, este índice puede ser considerado como una adecuada variable proxy. Para calcular el costo de endeudamiento implícito en este índice se decidió considerar el rendimiento que recibiría un inversor por la compra y venta de dicha cartera de bonos con un horizonte temporal a 5 años. Por lo tanto, a partir de los datos del índice se calculó la media móvil a 5 años del rendimiento observado. Estos valores están presentados en la Tabla 16.

Tabla 16. Media móvil a 5 años del índice S&P500 Utilities Bond Index

Media móvil a 5 años	2016-2011	6,46%
	2015-2010	5,16%
	2014-2009	7,66%
	2013-2008	7,68%
	2012-2007	9,49%
	2011-2006	8,22%

Fuente: Elaboración propia

A partir de los valores observados en la tabla 16 se puede calcular el promedio, obteniendo así una media de 7,44%. A este valor sería necesario adicionarle la prima de riesgo país (6,86%) para obtener un estimativo del costo de endeudamiento correspondiente a estas empresas.

3.5.3 Propuesta

Para el costo de endeudamiento, dada la aceptación internacional que tiene el criterio, se propone utilizar el valor alcanzado por la suma de la tasa libre de riesgo, más la prima de riesgo-país, más el spread corporativo correspondiente. Si sumamos los valores propuestos ($r_f = 3\%$, $r_p = 6,86\%$ y $sn = 1\%$), se obtiene un r_d de 10,86%, valor que se encuentra por encima del promedio de los bonos soberanos. Por lo tanto el valor alcanzado se considera representativo del costo de endeudamiento que deben enfrentar las empresas bajo análisis.

3.6 Estructura de capital

La estructura de capital permite conocer la participación que tienen tanto el capital propio como el de terceros en la financiación de los activos de las empresas. A la hora de determinar el costo de capital es necesario definir este parámetro, y para ello existen dos posibles criterios: utilizar la estructura de capital actual o considerar una estructura óptima.

Es importante distinguir que la estructura óptima es aquella que permite minimizar el costo de capital, considerando para su definición los riesgos propios del negocio y el rendimiento exigido por terceros. Si bien en la mayoría de empresas esta estructura no se corresponde con la actual, es importante definirla como un índice de apalancamiento objetivo.

Asimismo cabe resaltar, que es importante que dicha estructura elegida sea consistente con la situación actual de la empresa y que por lo tanto no se diferencie demasiado de aquella estructura promedio observada para la industria. En la práctica, es habitual la utilización de una estructura de capital objetivo para el cálculo del costo de capital.

A su vez existen dos formas de calcular el índice de apalancamiento óptimo: por determinación endógena o mediante un benchmarking financiero. De acuerdo al primer enfoque, el porcentaje óptimo de participación de la deuda está determinado por los niveles de cobertura de intereses que posee cada empresa. El segundo método es el más utilizado por los entes reguladores y consiste en utilizar como parámetro los datos reales de otras empresas nacionales o internacionales comparables.

También es necesario considerar para su determinación los siguientes puntos:

- El riesgo propio del negocio, dado que a mayor riesgo menor aceptación de deuda por parte de acreedores;
- La existencia de incentivos fiscales para la deducción de intereses por deuda;
- La calidad de activos que posee la empresa, para definir si le sirven como garantía;
- Las condiciones de mercado para la emisión de deuda.

3.6.1 Antecedentes internacionales

A nivel internacional generalmente se determina la estructura de capital considerando aquella proporción de deuda eficiente para la industria. A continuación, la Tabla 17 muestra los valores determinado por reguladores en revisiones tarifarias previas.

Tabla 17. Estructura de capital definida en otras revisiones tarifarias

Regulador/ Empresa	Estructura de capital	Sector	Criterio
ARSEP(San Pablo, 2014)	60%	Distribución	Estructura óptima
IPART(Australia, 2013)	52%	Transporte	Estructura óptima
AEEGSI(Italia, 2013)	44%	Transporte	Estructura óptima
Dutch Gas Transmission System (Holanda, 2011)	60%	Transporte	Estructura óptima
Gasoducto Cruz del Sur (Uruguay, 2014)	60%	Transporte	Estructura óptima
ENARGAS (2009)	35%	Distribución/Transporte	Estructura óptima

Fuente: Elaboración propia

Gracias a esta tabla, es posible observar como el criterio de estructura de capital eficiente es aquel que predomina como enfoque para la determinación del costo de capital. ARSEP (2014) argumenta que es necesario determinar una estructura objetivo dado que en muchos casos, el nivel de endeudamiento actual de las empresas no es aquel que minimice el costo del capital.

Además, por ejemplo, AEEGSI (2013) alcanza dicho valor observando los ratios actuales de las empresas, comparando con los datos presentados por otras empresas de la misma industria, analizando las calificaciones crediticias de las empresas y estudiando los criterios utilizados en revisiones tarifarias precedentes.

3.6.2 Estimación de niveles alternativos de tasas

Cabe resaltar, que la situación de inestabilidad macroeconómica que enfrentó la Argentina en los últimos años dificultó el acceso al crédito para las empresas, haciendo que posiblemente nuestro país no pueda alcanzar ratios de endeudamiento tan elevados, como los propuestos por otros reguladores internacionales.

Con el fin de alcanzar valores más representativos, es necesario considerar como punto de partida la estructura de capital actual de las distintas empresas. Para esto, se estimó el ratio $D/(D+E)$ para aquellas empresas pertenecientes a la industria de gas que coticen en bolsa. Además se consideró como Equity el valor de mercado de la empresa. La Tabla 18 muestra los ratios correspondientes a cada empresa para el 2015 y presenta también el promedio simple y ponderado por activo total (market cap + deuda) de la muestra.

Tabla 18. Estructura de capital definida en otras revisiones tarifarias

Empresa	$D/(D+E)$
TGN	54,8%
TGS	16,2%
Metrogas	47,6%
GasBan	0,3%
Camuzzi Pampeana	0,0%
Cuyana	0,0%
Promedio simple	19,8%
Promedio ponderado	22,2%

Fuente: Elaboración propia

Si bien tanto Metrogas como TGN presentan valores por encima del promedio, en términos generales las empresas de gas reguladas no se caracterizan por poseer elevados niveles de endeudamiento. Igualmente, respecto al caso en particular de TGN, la deuda contraída es una herencia propia de deuda pasada, pero en la actualidad ambas empresas transportistas no presentan incrementos relevantes en sus niveles de deuda.

Este comportamiento es una tendencia en los sectores regulados en la Argentina. Esto se debe principalmente a que en los últimos años, producto de la represión tarifaria, las empresas no han desarrollado importantes inversiones que requieran financiación de terceros. Además la inexistencia de un mercado de capitales desarrollado genera que el acceso al crédito no se dé con tanta facilidad como en otros países.

Los valores presentados en la tabla previa permiten determinar el punto de partida, el cual es fundamental a la hora de definir una estructura de capital objetivo que pueda ser alcanzada por las empresas en los plazos previstos. Sin embargo, debe considerarse que la situación

regulatoria de la Argentina en los últimos años, más un mercado de capitales no desarrollado dificulta en mayor medida las posibilidades de las empresas de alcanzar dicha estructura eficiente. Por lo tanto, se debería adoptar un criterio más conservador que el de los niveles utilizados internacionalmente.

3.6.3 Propuesta

Considerando la situación actual de las empresas y la posibilidad de acceso al crédito que existe en Argentina, se propone, bajo un criterio conservador, una proporción de deuda del 35% a ser alcanzada en 5 años. Sin embargo observando que los valores de partida son bajos, dicho ratio no podrá ser alcanzado en el corto plazo sino que será de forma gradual a lo largo del plazo señalado. Por lo tanto para el cálculo del WACC se utilizará una estructura de capital compuesta en un 20% por deuda y un 80% por capital propio.

3.7 Tasa esperada de inflación US

Como es posible observar la tasa WACC alcanzada por los valores propuestos es nominal y se encuentra expresada en dólares. Dado que lo que se busca es el costo de capital en términos reales, es necesario determinar la tasa de inflación esperada para Estados Unidos.

Para esto se consultaron las proyecciones realizadas por distintas entidades para los próximos años. El Banco Mundial estima que la inflación promedio será del 2%; la Reserva Federal proyecta que alcanzará 1,70%²⁰; y en el presupuesto oficial de Estados Unidos se plantea una inflación de 1,97%. Asimismo las consultoras privadas alcanzan valores similares. Por ejemplo, PWC calcula que esta será del 1,70% y "The Economist" estima 1,90% de inflación. Si promediamos estos distintos valores, se obtiene una inflación media de 1,85%.

Adicionalmente, se puede considerar la Inflación implícita en los bonos a 10 años de Estados Unidos. Para obtener este valor es necesario considerar la diferencia que existe entre la TIR de los bonos nominales a 10 años y la TIR de los bonos indexados por inflación de igual duración. Estos valores eran, al 31 de diciembre de 2015, de 2,27% para el bono nominal y del 0,73% para el bono ajustado por inflación (Treasury Inflation-Protected Securities). La diferencia entre estos valores nos permite determinar una tasa de inflación del 1,54%.

3.7.1 Propuesta

Con el fin de amalgamar ambas visiones, tanto la de las consultoras como la implícita en los bonos propia de los inversores, se determinó como tasa de inflación el promedio simple entre ambos valores (1,85 % y 1,54%). Esto permite alcanzar una inflación del 1,69%.

²⁰ <https://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/fomcprojtabl20160316.htm>

4 Síntesis de la Propuesta de WACC

Dados los diversos criterios que se analizan en el informe y considerando las diferentes alternativas de cálculo, es posible alcanzar distintos valores de WACC. Según cual sea el período analizado, el bono elegido como *risk free*, la prima de riesgo país, el costo de endeudamiento de las empresas considerado y la muestra de empresas elegidas para el cálculo del beta, el valor del WACC puede variar.

Existe una gran variedad de cambios posibles que alterarían, en algunos casos de forma significativa, el valor del costo del capital. De todas las alternativas posibles, se propone el uso de los valores presentados en la siguiente tabla para el cálculo del costo de capital de empresas de transporte de gas natural.

Tabla 19. Parámetros y tasa WACC propuesta.

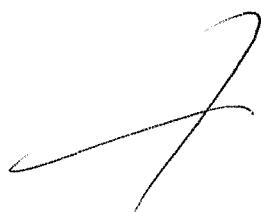
Tasa libre de riesgo (Rf)	3,00%
Prima de riesgo de mercado	8,41%
Beta desapalancada comparable	0,415
Prima por riesgo regulatorio	0,25
Beta desapalancada comparable con riesgo regulatorio	0,665
Beta apalancada ajustada con riesgo regulatorio	0,773 0,773
Prima de riesgo país	6,86%
Costo del Equity	16,37%
Costo de la deuda financiera	10,86%
Alícuota impositiva	35,00%
Costo de la deuda financiera (neto)	7,06%
Deuda/(Deuda+Equity)	20,00%
Deuda/Equity	25,00%
WACC nominal U\$S	14,50%
Inflación USA	1,69%
WACC Real	12,59%

La alternativa propuesta tiene como objetivo implementar un criterio de cálculo que considere la consistencia temporal de 10 años para el análisis de las distintas variables. Por esto, sobre la base del criterio utilizado por ENARGAS en 2009, se plantearon las siguientes modificaciones:

- Tasa libre de riesgo: se utilizó el rendimiento promedio de los últimos 10 años de un T-Bond con maturity a 10 años.
- Prima de riesgo país: se decidió utilizar el promedio a 10 años del índice EMBI más el desvío estándar correspondiente. Este cálculo arroja un nuevo valor de corte de 1.110,41 bps., conteniendo al 73% de los datos observados. Si promediamos el valor medio del EMBI post reestructuración y el promedio todo el período que se encuentre por debajo de los 1.110,41 bps., es posible obtener una prima de riesgo país de 686 bps.

- Coefficiente Beta: se optó por utilizar el beta para empresas transportadoras de una nueva muestra de empresas obtenido del promedio de rendimientos a 10 años ponderando por tiempo de cotización (Tabla 7), dado que surge de una muestra más amplia de empresas. A este valor fue necesario adicionarle el riesgo regulatorio y apalancar el coeficiente con un D/V igual al 20%. Esto permite alcanzar un beta apalancado de 0,773.
- Costo de endeudamiento: se consideró como representativo de este valor a la suma de la tasa libre de riesgo (r_f), la prima de riesgo país (r_p) y un spread corporativo (sn). Por lo tanto, si sumamos los valores propuestos ($r_f = 3\%$, $r_p = 6,86\%$ y $sn = 1\%$) alcanzamos un costo de endeudamiento de 10,86%.
- Prima de riesgo de mercado: para obtener el rendimiento de mercado se utilizó la cartera S&P500 tomando la media aritmética de su rendimiento para el período comprendido entre 1928 y 2015; y a dicho valor se le resto la tasa risk free correspondiente (3%).
- Estructura de capital: se decidió considerar una estructura objetivo de 20% de deuda y 80% de equity, siendo ésta más consistente con la situación actual de las empresas y posible de alcanzar en los próximos años.

En la tercera sección del informe se presentó en detalle la justificación de la elección de cada parámetro basada en análisis teóricos financieros y antecedentes internacionales.



ANEXO 4 – RTI-CCA – Lineamiento para la
determinación del costo de Capital

Delta Finanzas S.A.

A handwritten signature or mark, possibly a stylized letter 'J' or a similar character, located in the bottom left corner of the page.



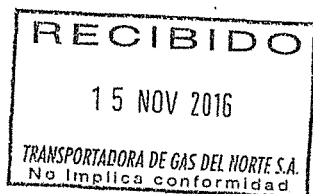
Ente Nacional Regulador del Gas

2016 - Año del Bicentenario de la Declaración de la Independencia Nacional

NOTA ENRG GDyE/GAL/I N° 10666

BUENOS AIRES, 15 NOV. 2016

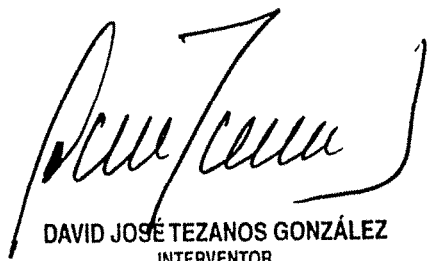
REF: RTI-CCA – Lineamientos para la
Determinación del Costo de Capital

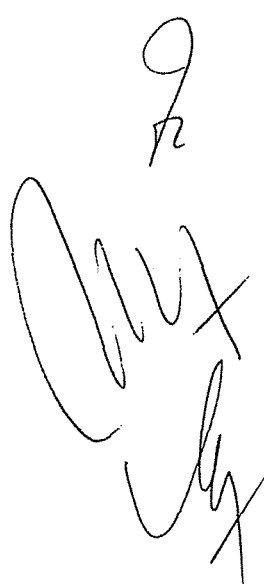


SEÑOR PRESIDENTE:

Me dirijo a Ud. con relación al tema de la referencia, para poner en vuestro conocimiento el Informe Final de Delta Finanzas S.A., ingresado a esta Autoridad Regulatoria bajo Actuación ENRG N° 37376/16, cuya copia se adjunta a la presente, donde en el marco de la Revisión Tarifaria Integral en curso 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.

Sin otro particular, saludo a Ud. atentamente.


DAVID JOSÉ TEZANOS GONZÁLEZ
INTERVENTOR
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS


PRESIDENTE DE
TRANSPORTADORA GAS DEL NORTE S.A.
Dr. Emilio Daneri
S / D

Buenos Aires, 10 de noviembre de 2016

Señor
Carlos Moreno
Gerente de Desempeño y Economía
Ente Nacional Regulador del Gas

De nuestra consideración:

De acuerdo con lo establecido en la Resolución ENARGAS N° I/4059 de fecha 13 de octubre de 2016, DELTA Finanzas SA ha llevado adelante un estudio sobre los lineamientos para la determinación del costo de capital de licenciatarias de distribución y transporte de gas natural en Argentina en el marco del procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral.

En función de ello, adjuntamos el Informe Final en el que se describen y detallan la metodología utilizada y las conclusiones arribadas. El mencionado informe consta de las siguientes secciones:

Síntesis

- I. Metodología del Costo de capital a emplear
- II. Metodología de estimación del costo de capital propio
- III. Rendimiento Libre de Riesgo
- IV. Prima de Riesgo-País
- V. Prima de riesgo de mercado
- VI. Nivel de apalancamiento
- VII. Coeficiente Beta (β)
- VIII. Costo del Endeudamiento Financiero (k_D)
- IX. Conversión de la tasa wacc nominal en dolares a una tasa wacc real en pesos

Sin otro particular, aprovechamos la oportunidad para saludarlo atentamente.



Actuación
37376 / 16

16 NOV 11 12:51

Federico Molina
Presidente
Delta Finanzas SA

RECIBIDO
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS
10/11/2016 12:51

**LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL
COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL
EN ARGENTINA**

Informe elaborado para ENARGAS por DELTA FINANZAS S.A.

30 de octubre de 2016

2

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

ÍNDICE

Síntesis	4
Introducción y Principales Conclusiones	4
Organización del informe	5
I. Metodología del Costo de capital a emplear	6
Introducción	6
Metodologías del costo de capital según tasas de descuento WACC y k_u	6
Moneda de cálculo del costo de capital	9
Propuesta	10
II. Metodología de estimación del costo de capital propio	11
Introducción. El modelo CAPM.	11
Propuestas alternativas al CAPM	12
Preferencias en la utilización de los diferentes modelos	14
Propuesta	15
III. Rendimiento Libre de Riesgo	16
Introducción	16
Duración del título emitido por el Tesoro de USA a utilizar como referencia	16
Utilización de valores actuales versus promedios históricos	18
Propuesta	18
IV. Prima de Riesgo-País	20
Introducción	20
Instrumentos empleados en la medición de la Prima de Riesgo-País	20
Utilización de valores actuales versus promedios históricos	21
Propuesta	22

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

V. Prima de riesgo de mercado	23
Promedios históricos versus expectativas futuras	23
Cartera de referencia a utilizar para estimar la PRM	24
Activo libre de riesgo a utilizar para estimar la PRM	25
Promedios aritméticos versus promedios geométricos	25
Período histórico apropiado	27
Observación de practicantes	28
Propuesta	29
VI. Nivel de apalancamiento	30
Propuesta	30
VII. Coeficiente Beta (β)	31
Introducción	31
Relevancia y aplicabilidad de los datos propios de las Licenciatarías	33
Mercados de referencia y datos a utilizar	34
Betas de empresas similares de otros países	35
Ajuste de Betas por diferencias en los sistemas de regulación	35
Propuesta	36
VIII. Costo del Endeudamiento Financiero (k_D)	38
Propuesta	38
IX. Conversión de la tasa wacc nominal en dolares a una tasa wacc real en pesos	39

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

SÍNTESIS

Introducción y Principales Conclusiones

El presente Informe ha sido elaborado a solicitud del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) con el propósito de determinar el costo de capital de las empresas licenciatarias de distribución y transporte de gas natural en Argentina (las "Licenciatarias") a los efectos de su empleo en la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"). En función del estudio realizado, se determinó que el nivel de rentabilidad real razonable de las empresas distribuidoras y transportistas de gas en Argentina a octubre de 2016 es de 9,33% y 8,99% respectivamente. Estos valores surgen de considerar parámetros establecidos en base a criterios descriptos en el presente estudio y que pueden resumirse de la siguiente manera:

CÁLCULO DE WACC	DIST	TRANS
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
Deuda / Capital	0,33	0,54
Tasas libre de riesgo	3,02%	3,02%
Prima de riesgo país Argentina	5,01%	5,01%
Prima de mercado	6,18%	6,18%
Ke	13,14%	13,70%
Kd	9,29%	9,29%
Tasa impositiva marginal	35%	35%
Kd (1-t)	6,04%	6,04%
D/V	25%	35%
WACCC NOMINAL USA	11,36%	11,02%
Prima riesgo de moneda		
Inflación Arg	14,07%	14,07%
Inflación USA	1,86%	1,86%
WACCC NOMINAL ARGENTINA	24,71%	24,33%
WACC REAL ARGENTINA	9,33%	8,99%

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Organización del informe

Conjuntamente con la presente síntesis ejecutiva, este informe consta de diez capítulos:

Capítulo I: Costo de capital a emplear.

Capítulo II: Metodología de estimación del costo de capital propio.

Capítulo III: Rendimiento libre de riesgo.

Capítulo IV: Prima de riesgo país.

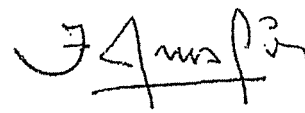
Capítulo V: Prima de riesgo de mercado.

Capítulo VI: Nivel de apalancamiento.

Capítulo VII: El coeficiente Beta (β)

Capítulo VIII: Costo del endeudamiento financiero.

Capítulo IX: Conversión del WACC nominal en dólares a WACC real en pesos.



FEDERICO MOLINA
DELTA FINANZAS SA

I. METODOLOGÍA DEL COSTO DE CAPITAL A EMPLEAR

Introducción

La determinación del costo de capital a utilizar en la Revisión Tarifaria Integral presenta dos aspectos salientes que deben ser definidos en primera instancia: (i) la metodología del costo de capital, cuya definición es función de la metodología de revisión tarifaria empleada; y (ii) la moneda del costo de capital.

En este capítulo se presentan las principales características de las metodologías del costo de capital que resultan de mayor relevancia en el caso bajo análisis, analizándose las ventajas y limitaciones de cada una de ellas.

Las mencionadas metodologías son: a) el costo promedio ponderado del capital (WACC); y b) el costo esperado de los activos (k_u). Resulta importante destacar que en el presente trabajo no se analiza la metodología basada en el costo del capital propio o costo del *equity* (k_E) debido a que el esquema de flujos de fondos utilizados por el ENARGAS en la RTI determina los flujos de fondos libres disponibles para remunerar el financiamiento realizado por los accionistas y acreedores de la empresa.

Metodologías del costo de capital según tasas de descuento WACC y k_u

El costo de capital a utilizar debe ser función directa de las características de los flujos de fondos a descontar. En el ámbito de las finanzas se suelen emplear las siguientes variantes de flujos de fondos:

- 1) Flujo de fondos libres de la empresa: flujo de caja neto disponible 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.
- 2) Flujo de fondos libres del capital: flujo de caja neto disponible para proveedores de financiamiento mediante deuda y mediante capital propio, considerando el impacto impositivo del endeudamiento financiero dentro del flujo de fondos.
- 3) Flujo de fondos libres del accionista: flujo de caja neto disponible para el accionista, es decir, luego de considerar el impacto que tiene en el flujo de fondos los movimientos relacionados con el endeudamiento financiero de la empresa (capital e intereses).

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

De acuerdo a lo indicado por el ENARGAS, el flujo de fondos a ser empleado en la determinación tarifaria de las Licenciatarías es el flujo de fondos libres de la empresa ("FFL").

Considerando esta definición, la teoría financiera establece que este FFL puede ser descontado mediante el empleo de dos tasas de descuento diferentes:

- el costo de capital de los activos (denominado k_u)
- el costo promedio ponderado del capital (denominado WACC)

La diferencia principal entre ambas tasas de descuento radica en que el WACC (en inglés, *weighted average cost of capital*) es inferior al k_u , debido a que el WACC ajusta el costo de financiamiento de terceros (k_D) reduciéndolo para reflejar el impacto que los intereses financieros generan sobre la determinación de la base imponible sobre la que se calcula el impuesto a las ganancias que abona la empresa.

Para expresarlo en términos sencillos, si bien las tasas WACC y k_u representan costos promedios ponderados de capital, la tasa WACC ajusta el costo de financiamiento de terceros por la alícuota impositiva, mientras que la tasa k_u no lo refleja y considera el impacto impositivo resultante del financiamiento de terceros en forma separada.

De este modo, ambas tasas de descuento pueden expresarse a través de las siguientes fórmulas:

$$WACC = k_D \times (1 - t) \times \frac{D}{D + E} + k_E \times \frac{E}{D + E}$$

$$k_u = k_D \times \frac{D}{D + E} + k_E \times \frac{E}{D + E}$$

donde:

<i>WACC</i> :	Costo promedio ponderado del capital
<i>k_u</i> :	Costo de capital de los activos
<i>k_D</i> :	Rendimiento esperado del acreedor
<i>k_E</i> :	Rendimiento esperado por el accionista
<i>t</i> :	Alícuota de impuesto a las ganancias
<i>D</i> :	Valor de mercado de la deuda de la empresa
<i>E</i> :	Valor de mercado del capital propio de la empresa

Si bien desde un punto de vista estrictamente teórico resulta indistinto emplear las metodologías WACC o k_u , desde una perspectiva práctica la metodología basada en la tasa k_u presenta ventajas respecto a la tasa WACC, entre la cuales se pueden mencionar las siguientes:

- La tasa k_u puede ser estimada mediante fórmulas alternativas a la precedente (por ejemplo, mediante la sola utilización del Capital Asset Pricing Model –CAPM–, el cual se discute posteriormente), lo cual simplifica notoriamente su estimación. Esta simplificación no es factible cuando se utiliza la tasa WACC, para cuya estimación es preciso emplear la fórmula precedente. La razón de esta diferencia se debe a que la tasa k_u es independiente de la estructura de financiamiento utilizada, lo cual implica que, aunque la empresa modifique el nivel deuda / capital propio durante el período analizado, en tanto y en cuanto el negocio presente características similares en el tiempo, la tasa k_u permanece constante.
- A diferencia del WACC, la tasa k_u no requiere que se realicen reestimaciones de k_D y k_E a medida que ocurren modificaciones en el nivel deuda / capital propio. Precisamente debido a que la tasa k_u puede ser estimada mediante métodos alternativos, las variaciones de k_D y k_E vinculadas a cambios en la estructura de capital, no afectan la estimación de la tasa k_u .
- Bajo la metodología k_u resulta posible estimar el impacto impositivo de manera explícita y aislada mientras que, contrariamente a ello, en la metodología WACC se asume un determinado esquema impositivo en el que la disminución del monto a abonar en concepto de impuesto a las ganancias por aspectos vinculados al financiamiento de terceros es exactamente igual a la reducción del costo esperado por el acreedor como consecuencia de la aplicación de la alícuota impositiva.

A pesar de las ventajas mencionadas precedentemente, para la estimación del costo de capital de las Licenciatarías se utilizará la tasa WACC ya que ha sido la metodología empleada históricamente por el ENARGAS desde la primera revisión tarifaria ("RQT I").

De este modo, y a partir de la observación de la fórmula previa, surge que las variables que deberán definirse para la estimación del WACC son las siguientes:

- Costo de capital propio (k_E).
- Costo del financiamiento de terceros (k_D).
- Nivel de endeudamiento financiero (definido como $D/(D+E)$), y consecuentemente, del capital propio.
- Alícuota impositiva.

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

La experiencia indica que la determinación de algunas de estas variables suele ser más simple que otras, siendo por lo general la estimación del costo del capital propio (k_E) la que genera la mayor cantidad de propuestas y alternativas de cálculo.

En capítulos posteriores del presente informe se describen las propuestas metodológicas a utilizar para estimar cada una de las variables mencionadas.

Moneda de cálculo del costo de capital

En los procesos correspondientes a anteriores revisiones tarifarias, la moneda de cálculo del costo de capital no se encontraba sujeta a análisis ya que 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.

Sin embargo, en el escenario macroeconómico argentino actual, este aspecto debe ser analizado ya que lógicamente la moneda del costo de capital debe coincidir con la moneda utilizada por el ENARGAS en las proyecciones de los flujos de fondos de las Licenciatarías.

De acuerdo con lo manifestado por el ENARGAS, en función de las características de las actividades de las Licenciatarías de transporte y distribución de gas natural en Argentina, 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 períodos 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.

Dentro de ese marco, aplicando un criterio de consistencia, la moneda a utilizar para estimar el costo de capital debe ser: pesos argentinos constantes.

Considerando el elevado grado de desarrollo que presenta el mercado financiero estadounidense y la consecuente existencia de abundante información y estadísticas históricas que reflejan la evolución de los diferentes parámetros necesarios para realizar una estimación del costo de capital, desde un punto de vista metodológico resulta conveniente estimar, en primer instancia, el costo de capital en dólares nominales y posteriormente utilizar una metodología que permita convertir el costo de capital estimado en dólares estadounidenses nominales en pesos constantes.

Propuesta

Se recomienda calcular el costo de capital utilizando la metodología basada en la tasa WACC dado que emplear una metodología basada en la tasa k_u implicaría definir criterios adicionales a los empleados hasta el presente, y en un contexto macroeconómico radicalmente diferente al prevaleciente en los anteriores procesos de revisiones tarifarias.

A los efectos de mantener un criterio de consistencia con la moneda a utilizar en la proyección de los flujos de fondos correspondientes a la Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), recomendamos estimar el costo de capital en pesos argentinos constantes.

II. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROPIO

Introducción. El modelo CAPM.

Dentro de las variables necesarias para la estimación de la tasa WACC, el cálculo del costo del capital propio o rendimiento esperado del accionista (k_e) presenta los mayores desafíos. Entre las diversas alternativas para su estimación, el método de rendimientos esperados más conocido y empleado es: el "Modelo de Valoración de Activos Financieros", más conocido como CAPM, sigla que deriva de su nombre en inglés "Capital Asset Pricing Model".

Este modelo, que se destaca por su simpleza, establece que es factible estimar el rendimiento esperado de un activo como la suma de:

- un término correspondiente al rendimiento que un inversor espera por el simple transcurso del tiempo, es decir, sin asumir riesgo alguno.
- un término atribuible al rendimiento esperado para compensar el riesgo asumido.

El modelo se representa por la siguiente ecuación:

$$k_e = rf + \beta(E(r_m) - rf)$$

donde:

- k_e : Rendimiento esperado por el accionista.
- rf : Tasa libre de riesgo. Rendimiento esperado por invertir en un activo sin riesgo.
- β : Beta. Coeficiente que mide la contribución de riesgo de un activo (es decir, del activo sobre el cual se pretende determinar el costo del capital) al riesgo de un portfolio suficientemente diversificado de activos.
- $E(r_m) - rf$: Prima de riesgo de mercado. Rendimiento por sobre la tasa libre de riesgo que espera un inversor por invertir en un portfolio suficientemente diversificado de activos de riesgo.

Este modelo, desarrollado a mitad de los años sesenta por los economistas William Sharpe, John Lintner y Jack Treynor, asume que se satisfacen, entre otros, los siguientes supuestos:

- El Inversor es racional y tiene aversión al riesgo, es decir, no acepta riesgo adicional si no es debidamente compensado con un mayor retorno esperado.
- Todos los inversores tienen información perfecta y las mismas expectativas sobre la

rentabilidad futura de todos los activos.

- El inversor espera ser solamente recompensado por el riesgo no diversificable.
- El inversor puede tomar dinero prestado a la misma tasa de interés a la que puede prestar, y esa tasa es la tasa libre de riesgo.
- El inversor está satisfecho con invertir su dinero en un número limitado de activos de referencia (bonos del tesoro y cartera de mercado).
- No existen costos de transacción.

Si bien la gran mayoría de los supuestos mencionados no se verifican en la práctica, el modelo sigue siendo ampliamente utilizado, básicamente debido a su simpleza. A pesar de ello, se propusieron una cantidad de modelos alternativos, los cuales pretendieron (a nuestro entender sin demasiado éxito, con excepción del Local CAPM) superar la capacidad del modelo CAPM como estimador de rendimientos esperados. En la sección siguiente se presentan las principales características de dichos modelos alternativos.

Propuestas alternativas al CAPM

A partir del cuestionamiento del grado de razonabilidad de los supuestos mencionados anteriormente, se determinaron propuestas alternativas al CAPM para el cálculo del costo de capital propio, entre las cuales pueden mencionarse las siguientes:

- LOCAL CAPM: basado en el CAPM, propone la incorporación de un tercer término que refleja 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). El modelo queda representado de la siguiente manera:

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

donde:

PRP: Prima de Riesgo País

- GLOBAL CAPM: modelo similar al CAPM, pero que plantea la utilización de una cartera o *portfolio* de referencia que sea representativa de activos de riesgo de mercados mundiales, en lugar de un determinado país como, por ejemplo, Estados Unidos. Si bien desde un punto de

vista conceptual esta aproximación pareciera razonable, desde un punto de vista práctico su implementación aparece como innecesariamente compleja, siendo consecuentemente su utilización de difícil aplicación.

OTROS MODELOS BASADOS EN EL CAPM:

- JP MORGAN – MODIFIED WORLD CAPM: propone la inclusión de un segundo parámetro de medición de riesgo denominado "Beta ajustado", el cual resulta del cociente de los desvíos de los rendimientos del mercado de un determinado país respecto del rendimiento del mercado mundial. Este coeficiente es incorporado en el término asociado al rendimiento por riesgo, en el que además la prima de riesgo de mercado se presenta neta del riesgo país, como se observa en la fórmula a continuación:

$$k = r_{f_{world}} + PRP + \beta(\beta_{adj}(E(r_{m-world}) - r_{f_{world}}) - PRP)$$

$$\beta_{adj} = 0,64 \times \frac{\delta_{pals}}{\delta_{world}}$$

A la fecha, desconocemos la existencia de evidencia empírica que refleje las ventajas de este método por sobre el CAPM o por sobre el Local CAPM.

- GODFREY & ESPINOSA MODEL: presenta ciertas similitudes con el modelo anterior y plantea la incorporación de un "Beta ajustado". Al igual que en el caso anterior, a la fecha desconocemos la existencia de evidencia empírica que refleje las ventajas de este método por sobre el CAPM o por sobre el Local CAPM.

$$k_A = r_{f_{us}} + PRP + \beta_{adj}(E(r_{m-us}) - r_{f_{us}})$$

$$\beta_{adj} = 0,60 \times \frac{\delta_{pals}}{\delta_{us}}$$

- TEORÍA DE VALORACIÓN POR ARBITRAJE (Arbitrage Pricing Theory – APT –): este modelo asume que la rentabilidad esperada depende de la influencia de variables macroeconómicas a las que denomina factores (como PBI y otros indicadores que miden la evolución de variables que impactan sobre la empresa analizada) y de sucesos específicos de la empresa, a los que

denomina ruido. Nuevamente, si bien desde un punto de vista conceptual podría argumentarse que el planteo de este modelo posee sustento, desde una perspectiva práctica la medición de los factores mencionados resulta compleja y arbitraria, por lo cual habitualmente no se lo utiliza.

$$k = a + b_1 r_{factor\ 1} + b_2 r_{factor\ 2} + \dots + ruido$$

OTROS MODELOS

Adicionalmente a los modelos mencionados, se han construido modelos de estimación de rendimientos esperados alternativos al CAPM, los cuales se caracterizan por presentar esquemas de estimación más complejos, aunque sin presentar ventajas de relevancia respecto del CAPM o del Local CAPM. Simplemente a modo descriptivo mencionamos algunos de dichos modelos:

- MULTIFACTOR CAPM.
- MODELO DE LAS PRIMAS APILABLES.
- DOWN SIDE RISK APPROACH.
- COUNTRY CREDIT RATING BASED MODEL.
- TERM STRUCTURE OF COUNTRY RISK.
- ANALYTICAL HIERARCHICAL PROCESS.

Preferencias en la utilización de los diferentes modelos

Durante el año 2002 Luis Pereiro y María Galli realizaron una encuesta con el propósito de reflejar las preferencias de los principales usuarios por la utilización del CAPM y otros métodos alternativos¹. Los resultados de la encuesta, que se presentan en la tabla siguiente, permitieron corroborar que la mayoría de los usuarios de estos modelos de estimación del costo de capital, prefieren el modelo CAPM:

¹ Pereiro, Luis & Galli, María. "La determinación del Costo de Capital en la valuación de Empresas de Capital Cerrado: Una Guía Práctica".

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

	Empresas	Asesores financ. & PEFs	Bancos & Seguros
CAPM	68%	64%	67%
APM	8%	0%	0%
Otro:	24%	9%	17%
<i>Costo de capital definido por accionista</i>	10.5%	-	-
<i>Erb-Harvey-Viskanta model</i>	2.6%	-	-
<i>Apilamiento de tasas</i>	2.6%	9%	-
<i>No especificado</i>	7.9%	-	17%
NA	8%	27%	17%

Fuente: Pereiro, L.; *Valuation of Companies in Emerging Markets A Practical Approach*, Wiley, 2002

Como se aprecia en la tabla anterior, la preferencia por el modelo CAPM por sobre otros modelos resulta significativa, a pesar de ello, en la encuesta no se especifica que proporción de los practicantes que prefieren el CAPM utilizan la variante del modelo que adiciona un tercer término (que refleja el "Riesgo País") cuando se lo aplica en economías emergentes (Local CAPM).

Probablemente, si la encuesta hubiese sido realizada haciendo referencia al Local CAPM como alternativa, la mayoría de los encuestados la hubiese seleccionado ya que en la práctica profesional se observa que el criterio más generalmente aceptado es el del modelo CAPM ajustado por una Prima de Riesgo País (en adelante, "PRP"). Cabe señalar además que este modelo ha sido utilizado en revisiones tarifarias anteriores de la industria de gas, como así también en otros sectores económicos regulados de Argentina.

Propuesta

Se recomienda utilizar el modelo CAPM ajustado por Prima de Riesgo País (Local CAPM) para llevar adelante la estimación del costo del capital propio (k_E).

III. RENDIMIENTO LIBRE DE RIESGO

Introducción

La tasa libre de riesgo que se utiliza en el modelo CAPM es aquella que compensa al inversor por el simple transcurso del tiempo, es decir, el rendimiento esperado por un inversor que tiene certeza absoluta respecto del repago de su inversión (probabilidad de recupero igual a 1).

Para estimar esta tasa resulta práctica generalizada utilizar como referencia los rendimientos de los bonos emitidos por el Tesoro de USA, sin embargo, existen diversas opiniones con respecto al título del Tesoro de USA que se debe utilizar para la estimación del rendimiento libre de riesgo. Esas opiniones difieren en función a la definición de dos aspectos principales:

- Duración del título emitido por el Tesoro de USA Unidos a utilizar como referencia.
- Utilización de valores actuales versus promedios históricos.

Duración del título emitido por el Tesoro de USA a utilizar como referencia

Existen diversas opiniones respecto del título a utilizar como referencia para estimar el rendimiento libre de riesgo, lo cual puede observarse en los resultados de la encuesta realizada por Pereiro & Galli:

	US Corp.	Asesores financieros US	Arg Corp.	Asesores financiero s ARG	Bancos ARG
T-bill 90 días					
T-bonds 3-7 años	4%	10%	---	9%	---
T-bonds 5-10 años	7%	---	13%	9%	17%
T-bonds 10 años	---	10%	5%	---	33%
T-bonds 20 años	33%	---	29%	9%	17%
T-bonds 10-30 años	4%	---	5%	---	---
T-bonds 30 años	33%	30%	5%	9%	17%
10-yr or 90-days;	---	40%	13%	27%	17%
Depende	4%	---	---	9%	---
Otros:	---	---	13%	9%	---
Estimación de casa central	---	---	3%	---	---
Bonos Brady -Firmas Arg.-	---	---	---	---	17%
Según duración del proyecto	---	---	3%	9%	---
No especificado	---	---	5%	---	---
Otros	15%	10%	18%	18%	17%
N/A					

Fuente: Pereiro, L.; *Valuation of Companies in Emerging Markets A Practical Approach*, Wiley, 2002

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Esta diversidad de opiniones se amplía aún más al analizar estimaciones de costo de capital de compañías reguladas, actividades que generalmente se encuentran encuadradas dentro de una licencia o concesión y, consecuentemente, tienen un plazo de finalización establecido.

En este sentido, FIEL² cita estudios elaborados por la National Economics Research Associates³ y por Macquarie Risk Advisory Services Ltd.⁴ y presenta las siguientes alternativas de utilización de tasas:

- empleo de una tasa vinculada con un bono con el mayor plazo de vencimiento posible.
- empleo de una tasa que coincide con el intervalo en que el organismo regulador revisa los precios.
- empleo de tasas cortas (90 días)

Posteriormente, Andrés Azicri⁵ también menciona los estudios citados por FIEL y adicionalmente sugiere contrastar dos alternativas:

- considerar como horizonte temporal el vencimiento de la Licencia, y estimar la *modified duration* (ModD) del flujo de fondos remanente de la Licencia para hallar un título de referencia relevante.
- considerar como horizonte temporal la próxima revisión de tarifas, en este caso cinco años, y consecuentemente, buscar instrumentos con una ModD de cinco años para la estimación de la tasa libre de riesgo.

Finalmente, Azicri decide avanzar con la segunda de las alternativas y destaca además que su posición es compartida por el Profesor Colin Mayer⁶, experto internacional consultado en esa ocasión por el ENARGAS, quien avala la utilización de un plazo de cinco años para el cálculo de la tasa libre de riesgo.

² Fiel – Daniel Artana. *Determinantes y propuestas sobre el Costo de Capital – Informe preparado para el proyecto de consultoría para la metodología general correspondiente a la II Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural*

³ National Economics Research Associates. *Critique of the WACC parameters proposed for Transgrid. A report for the ACCC*. Sydney. 1999

⁴ Macquarie Risk Advisory Services Ltd. *WACC for Victorian gas distribution access arrangements. July 1998.*

⁵ Azicri, Andrés. *Determinación del costo de capital para la industria del gas en la Argentina.*

⁶ Mayer, Colin. *A Response to Questions Posed to Professor Colin Mayer about the Cost of Capital Applicable to Utilities in Argentina*

A pesar de lo mencionado, y considerando que el CAPM es un modelo en el cual la tasa libre de riesgo corresponde a un activo totalmente seguro, y dado que todos los títulos de deuda tienen incorporado riesgo por plazo, pareciera razonable utilizar tasas correspondientes a plazos cortos, las cuales serían un mejor reflejo de rendimientos libres de riesgo.

Consideramos que desde una perspectiva teórica y bajo la caracterización de inversor adoptada como supuesto por el modelo CAPM, pareciera razonable evitar cualquier rendimiento adicional por riesgo. Sin embargo, desde el plano práctico y a los fines de tener en cuenta que: a) el tipo de Inversor 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), entendemos que puede adoptarse una postura intermedia, considerando un título con una duration similar al plazo que resta hasta la finalización de la licencia.

Utilización de valores actuales versus promedios históricos

Definidas las características del título a utilizar, resta analizar cuál será el mejor valor representativo del mismo, es decir, si deben utilizarse los rendimientos actuales (vigentes al momento de realizar la estimación) o un promedio histórico de los mismos. En términos generales, podría argumentarse que el valor más apropiado sería el que coincide con el momento más próximo al inicio del período durante el cual el rendimiento del título libre de riesgo se utilizará, no obstante ello, para evitar la utilización de un valor que pueda resultar afectado por una situación particular del día en que se realiza la estimación, sería recomendable considerar un promedio de los rendimientos correspondientes a los últimos días hábiles de cotización del título, por ejemplo, los rendimientos del último mes previo a la realización de la estimación.

Sin embargo, existe consenso en los mercados financieros acerca del inminente comienzo de un ciclo alcista en las tasas de interés de USA (que tendrá impacto a nivel mundial) hacia fines del corriente año que se prolongaría durante el transcurso del quinquenio que abarca la RTI. Por lo tanto, consideramos más apropiado aplicar un enfoque prospectivo que considere el rendimiento proyectado para el próximo quinquenio del instrumento libre de riesgo seleccionado.

Propuesta

Se recomienda utilizar un bono emitido por el Tesoro de USA con un plazo similar al intervalo de tiempo que resta para la finalización de la Licencia otorgada a las empresas distribuidoras y transportadoras (año 2027).

Por lo expuesto, recomendamos determinar el rendimiento del activo libre de riesgo sobre la base del 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 fuente utilizada corresponde a las proyecciones realizadas por la Congressional Budget Office del Congress of the United States en su informe del mes de agosto de 2016, cálculo que arroja un rendimiento promedio del 3,02% (ver ANEXO 1).

IV. PRIMA DE RIESGO-PAÍS

Introducción

Dado que los riesgos asociados a una inversión realizada en un país emergente difieren significativamente de los riesgos asociados a una inversión similar en USA, los flujos de fondos libres generados por las empresas que desarrollan actividades en países como Argentina están sujetos a mayores riesgos que justifican la inclusión de una prima o spread adicional en el cálculo de su costo de capital.

Este riesgo extra incluye factores como: alta inflación, crecimiento irregular del PBI, controles sobre los flujos de capitales, cambios institucionales, disturbios civiles, cambios en los marcos jurídicos de los contratos y regulaciones, entre otros.

De este modo, en las estimaciones del rendimiento esperado por un inversor que opera en un país emergente, suele ser práctica generalizada la incorporación al modelo CAPM de un término que refleje la prima o spread que espera el Inversor por el desarrollo de actividades en dicho país. La metodología que incorpora una prima o spread adicional se denomina "Local CAPM".

Instrumentos empleados en la medición de la Prima de Riesgo-País

Por lo general, las variantes más utilizadas para calcular la PRP en mercados emergentes son:

- Emerging Markets Bond Index (EMBI): indicador elaborado por JP Morgan Chase que mide el diferencial de rendimientos entre títulos de deuda soberana en dólares americanos emitidos por un país emergente y títulos emitidos por el Tesoro de USA de características similares.
- Diferencia entre rendimientos de bonos soberanos locales y rendimientos de bonos emitidos por el Tesoro de USA de características similares.
- Diferencia entre rendimientos de bonos corporativos locales y rendimientos de empresas similares de USA.
- Credit Default Swaps (CDS): contratos derivados a través de los cuales se transfiere el riesgo de default sobre un título subyacente desde el comprador del CDS al vendedor del CDS.

En la encuesta realizada por Pereiro y Galli se observa cierta inclinación a la medición de la PRP a través de la diferencia entre los rendimientos de títulos soberanos emitidos por un país emergente y los rendimientos de títulos similares emitidos por Estados Unidos.

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

	Corp.	Asesores Financ. & PEFs	Bancos & Seguros
PAR	18%	18%	33%
FRB	8%	18%	33%
Global	3%	27%	0%
Spread entre bonos corporativos arg. y bonos corporativos de EEUU	3%	0%	0%
Otro	5%	9%	0%
No especifica	8%	0%	0%
NA	58%	36%	50%

Fuente: Perelro, L., *Valuation of Companies in Emerging Markets A Practical Approach*, Wiley, 2002.

Sin embargo, en dicha encuesta no se incluye la alternativa de utilizar mediciones de la PRP a partir del EMBI. Si bien conceptualmente el EMBI refleja las diferencias de rendimientos entre títulos de deuda emitidos por un determinado país respecto de títulos soberanos de USA, dichos rendimientos corresponden a una cartera amplia de títulos, es decir, en lugar de realizar la estimación en base al análisis de un solo título (como a la fecha podría ser, por ejemplo, el Discount de Argentina y un título similar de USA), el indicador contempla el cómputo de un conjunto de títulos, lo cual deriva en la utilización de una muestra más significativa.

Utilización de valores actuales versus promedios históricos

En condiciones normales, la utilización de un promedio histórico determinado sobre una serie suficientemente extensa resulta apropiada para suavizar potenciales efectos coyunturales que pueden llegar a afectar los valores de la serie en momentos determinados.

Sin embargo, la actual situación económica argentina resulta particular dado que en los últimos años su participación en los mercados financieros internacionales encontró obstáculos como consecuencia de la disputa que existió con tenedores de deuda soberana que no logrado un acuerdo de restructuración de la deuda soberana en default.

Por lo tanto, considerar el uso de series de tiempo prolongadas para calcular un promedio de la PRP derivaría en la incorporación de registros elevados que consideramos que no volverán a experimentarse durante el próximo quinquenio.

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

En abril de 2016 el gobierno nacional logró alcanzar un acuerdo con los principales tenedores de deuda soberana impaga, regularizado así su participación en los mercados financieros internacionales.

Propuesta

Se recomienda calcular la Prima de Riesgo-País utilizando el Emerging Market Bond Index (EMBI) elaborado para la República Argentina por el banco de inversión estadounidense JP Morgan Chase.

Para determinar el valor a considerar se calculó el promedio del EMBI+ Argentina post-acuerdo con los holdouts y levantamiento de la medida cautelar contra la República Argentina, es decir, el promedio del EMBI+ Argentina correspondiente al período comprendido entre el día 22 de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016, el cuál arroja un valor de 5,01% (ver ANEXO 2).

V. PRIMA DE RIESGO DE MERCADO

La Prima de Riesgo de Mercado (en adelante, "PRM"), también llamada *Equity Risk Premium*, representa el rendimiento que espera un inversor por sobre la tasa libre de riesgo al invertir en una cartera diversificada de activos, es decir, es la prima de rendimiento esperada por un inversor por asumir el riesgo de mercado (también llamado riesgo sistemático o riesgo no diversificable).

Cabe aclarar que esta prima de rendimiento es de carácter general, es decir, independiente del activo en particular que se esté analizando y representa el rendimiento esperado al invertir en un grupo amplio de activos que conforman la cartera utilizada como referencia.

La estimación de la PRM es motivo de extensos debates y planteos diversos entre los profesionales de las finanzas. Estos planteos se centran principalmente en la metodología a emplear para estimar la prima y, consecuentemente, en el valor de la misma.

Las discrepancias principales se refieren a:

- empleo de promedios históricos versus estimación a partir de expectativas futuras.
- criterios a utilizar al calcular la PRM en base a valores históricos:
 - i. cartera de referencia a utilizar para estimar la PRM.
 - ii. activo libre de riesgo a utilizar para estimar la PRM.
 - iii. características del promedio: aritmético versus geométrico.
 - iv. período histórico apropiado.

Promedios históricos versus expectativas futuras

Teniendo en consideración que la PRM y los demás componentes del costo de capital esperado serán aplicados sobre proyecciones de flujos de fondos futuros (*forward looking*), desde un punto de vista teórico pareciera tener asidero la estimación de una PRM que contemple las expectativas futuras de los inversores.

Dado que los valores "históricos" de la PRM no necesariamente reflejan expectativas "futuras", algunos autores proponen estimar la PRM a partir de los rendimientos implícitos en los precios de las acciones (*ex-ante*). Para ello, sugieren inferir el rendimiento resultante de invertir en dichos activos de riesgo a partir de los flujos de fondos esperados de las compañías con oferta pública de acciones y de sus precios de mercado.

Si bien desde un punto de vista conceptual el planteo resulta razonable, desde una perspectiva práctica la estimación de la PRM mediante esta alternativa resulta excesivamente compleja. Esto se debe a que, para aplicarla, resultaría necesario analizar los flujos de fondos de cada una de las compañías que integran la cartera de referencia (los cuales se estiman sobre la base de múltiples supuestos) y a partir de ellos proceder al cálculo de los rendimientos esperados de cada empresa.

Por otra parte, existen quienes proponen realizar encuestas a efectos de estimar dichas expectativas futuras. Lógicamente, este método adolece de una elevada dosis de subjetividad y su resultado dependerá primordialmente de las características de la encuesta realizada.

El nivel de complejidad que involucra la estimación de rendimientos implícitos a partir de los precios de acciones y la subjetividad presente en la realización de encuestas, pueden ser en parte los motivos por los cuales generalmente se observa la utilización de valores históricos como referencia para inferir rendimientos futuros. Lógicamente, este procedimiento trae aparejado una serie de aspectos a definir, los cuales se detallan en las secciones siguientes de este capítulo.

Cabe señalar que en Gran Bretaña, el organismo regulador del gas y la electricidad, OFGEM, cita la conclusión a la que arriba la Monopolies and Mergers Commission sobre compañías de teléfonos celulares Cellnet y Vodafone, acerca de que las estimaciones más confiables de la prima de riesgo futura debe basarse en el promedio de rendimientos históricos⁷.

Cartera de referencia a utilizar para estimar la PRM

Desde un punto de vista estrictamente teórico, la cartera de referencia a utilizar debiera ser aquella que incluye a todos los activos de riesgo en los que podría invertir un individuo, ponderados por factores que resulten representativos de dicho portafolio óptimo. Como lo destaca FIEL⁸, dicha cartera debería incluir hasta la inversión en capital humano, dado que siempre es una alternativa de inversión disponible para cualquier individuo.

En el caso del presente trabajo, como 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

⁷ Fiel – Daniel Artana. *Determinantes y propuestas sobre el Costo de Capital – Informe preparado para el proyecto de consultoría para la metodología general correspondiente a la II Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural*

⁸ Fiel – Daniel Artana. *Determinantes y propuestas sobre el Costo de Capital – Informe preparado para el proyecto de consultoría para la metodología general correspondiente a la II Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas natural*

internacional (habitualmente se utilizan los rendimientos de los activos de riesgo de Estados Unidos).

Dentro de este marco, una práctica habitual observada en el mercado internacional consiste en emplear como referencia el índice de acciones S&P 500. Este índice refleja apropiadamente la cartera de mercado a la que hace referencia el modelo CAPM, dado que incorpora los diferentes sectores que integran la economía y posee una extensa historia como indicador que permite disponer de series de tiempo largas y representativas.

A los efectos de calcular la PRM, la metodología a utilizar para la estimación de los rendimientos históricos debe contemplar no solamente las variaciones en el precio de las acciones resultantes de la compra-venta de las mismas, sino que adicionalmente debe considerar los pagos de dividendos, los *split* de acciones y cualquier otro hecho que tuviera un impacto en el valor de los activos analizados y en su rendimiento.

Activo libre de riesgo a utilizar para estimar la PRM

A efectos de mantener un criterio consistente con el rendimiento libre de riesgo utilizado en la determinación del costo de capital esperado, se debe seleccionar el mismo activo libre de riesgo para realizar la estimación de la PRM, es decir, por ejemplo no resulta razonable utilizar el modelo CAPM proponiendo como activo libre de riesgo un título emitido por el Tesoro de Estados Unidos de corto plazo y al mismo tiempo estimar la PRM respecto de un título emitido por el Tesoro de Estados Unidos de largo plazo.

En función de ello, entendemos que la metodología apropiada sería estimar la PRM como la diferencia de rendimientos entre el índice S&P 500 y el activo libre de riesgo utilizado para estimar el rendimiento del activo sin riesgo a emplear en el CAPM.

Promedios aritméticos versus promedios geométricos

Un aspecto que debe definirse al estimar la PRM en base a valores históricos es el tipo de promedio a utilizar (independientemente del plazo empleado para estimar dicho promedio, lo cual se discute en la sección siguiente).

En efecto, existen opiniones disímiles sobre si el promedio a utilizar debe ser el "aritmético" o el "geométrico". El promedio "aritmético" consiste en calcular una media considerando cada uno de los rendimientos observados en el período analizado. El segundo consiste en calcular el rendimiento

total entre el momento inicial y el final del período analizado, ignorando las variaciones ocurridas dentro de dicho período.

Independientemente de las divergencias de criterio sobre las características del promedio a utilizar, generalmente la mayoría de los autores sostiene que la media aritmética resulta entre 100 puntos básicos y 200 puntos básicos superior a la media geométrica, dependiendo ello de la duración del período considerado para estimar el promedio.

El promedio geométrico es el verdadero estimador de la rentabilidad pasada o histórica, mientras que el promedio aritmético constituye, desde un punto de vista estadístico, un mejor estimador de los rendimientos "futuros" esperados por los inversores.

Entre los defensores del promedio aritmético se encuentran Tom Copeland, Tim Koller y Jack Murrin⁹ quienes sostienen que: *"La diferencia entre la media aritmética y geométrica reside en que la primera infiere rentabilidades esperadas al suponer independencia, y la segunda trata a la secuencia histórica observada como una única mejor estimación del futuro ... la media aritmética ofrece la mejor estimación de la rentabilidad futura esperada ya que a todas las posibles secuencias [de valores anuales] les da igual ponderación..."*

Igual argumento es presentado por IbbotsonAssociates¹⁰ al señalar que: *"the arithmetic average equity risk premium can be demonstrated to be most appropriate when discounting future cash flows. For use as the expected equity risk premium in either the CAPM or the building block approach, the arithmetic mean or the simple difference of the arithmetic means of stock markets returns and risk less rates is the relevant number. The geometric average is more appropriate for reporting past performance, since it represents the compound average return."*

Si bien consideramos que resulta apropiada la estimación de la PRM a través de la utilización de un promedio histórico aritmético, resulta oportuno destacar que el empleo de promedios geométricos de rendimientos históricos ha sido propuesto en diversos casos, entre ellos¹¹:

- Revisión Quinquenal de Tarifas I del ENARGAS.
- Ente Nacional de Regulación de la Electricidad (ENRE) para Transener.
- Ente Tripartito De Obras Y Servicios Sanitarios (ETOSS) para Aguas Argentinas.

⁹ Copeland, Tom; Koller, Tim; Murrin, Jack. *Valoración. Medición y Gestión del Valor*. Ediciones Deusto. 2004. España.

¹⁰ IbbotsonAssociates. *Stocks, Bonds, Bills, and Inflation. Valuation Edition. 2005 Yearbook*.

¹¹ Azicri, Andrés. *Determinación del costo de capital para la industria del gas en la Argentina*.

- Monopolies and Mergers Commission en diversos trabajos.

Período histórico apropiado

El valor de la PRM depende, entre otros factores, de la amplitud temporal de la serie de datos empleados para calcular la prima.

Cuando se estima la PRM en función de valores históricos, debe definirse la cantidad de años a considerar para calcular el promedio. Mientras que algunos practicantes se inclinan por el empleo de períodos cortos, otros lo hacen por períodos largos, no existiendo unanimidad de criterio en torno a la cuestión.

Los autores que se inclinan por la utilización de períodos cortos sostienen que la aversión al riesgo de los inversores se ha modificado con el transcurso del tiempo, por lo que al estimar el valor promedio histórico de la PRM deben considerarse períodos no mayores a 10-20 años.

Por otra parte, los defensores de la utilización de períodos largos sostienen que disminuye el error de medición al aumentar el tamaño de la muestra, por lo tanto, al considerar períodos largos se incorporan valores que incluyen una amplia variedad de contextos económicos y financieros, lo cual difícilmente es contemplado al utilizar períodos cortos.

IbbotsonAssociates¹², uno de los principales defensores de los períodos largos indica que: *"A proper estimate of the equity risk premium requires a data series long enough to give a reliable average without being unduly influenced by very good and very poor short-term returns. When calculated using a long data series, the historical equity risk premium is relatively stable. Furthermore, because an average of the realized equity risk premium is quite volatile when calculated using a short history, using a long series makes it less likely that the analyst can justified any number he or she wants"*.

Las series estimadas por IbbotsonAssociates se inician en el año 1926, siendo este año el inicio del período base a partir del cual se realiza la mayoría de las estimaciones correspondientes a series largas.

¹² IbbotsonAssociates. Stocks, Bonds, Bills, and Inflation. *Valuation Edition. 2005 Yearbook*.

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Observación de practicantes

Como se pudo apreciar en las secciones previas de este capítulo, el grado de dispersión de opiniones respecto a cómo estimar la PRM es significativamente amplio, lo cual queda corroborado en la encuesta realizada por Pereiro y Galli:

Mercado de referencia para estimar la PRM

	Corp.	Asesores financieros & PEFs	Bancos & Co. Seguros
Merval	18%	36%	50%
Burcap	0%	0%	0%
Dow Jones	3%	9%	0%
S&P 500	24%	36%	33%
Otros	8%	9%	0%
NA	47%	18%	33%

Tipo de promedio para estimar la PRM

	Corp.	Asesores financieros & PEFs	Bancos & Co. Seguros
Prom. aritmético	24%	9%	50%
Prom. geométrico	8%	9%	17%
Otro	5%	9%	0%
NA	63%	73%	33%

PRM empleada

	Corp.	Asesores financieros
Tasa fija entre 4-5%	11%	10%
Tasa fija entre 5-6%	37%	-
Tasa fija entre 7-7,4%	-	50%
Media geométrica	4%	10%
Media aritmética	4%	-
Media aritmética y geométrica	-	10%
Promedio histórico	4%	-
Estimación del asesor financiero	15%	-
Prima sobre t-bonds	7%	10%
Estimación de Value Line	7%	-
N/A	15%	10%

Asimismo, incluso en el ámbito académico existe una amplia diversidad de opiniones respecto a la determinación de la PRM dado que se trata de una variable que resulta independiente del activo en particular que está siendo analizado, no obstante, si se utiliza para su cálculo la mayor serie disponible (desde el año 1926 hasta el año 2008), el valor no queda expuesto a modificaciones significativas.

Propuesta

Se recomienda utilizar como PRM el valor determinado por el profesor Aswath Damodaran (disponible en su sitio web <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>) correspondiente al diferencial entre el promedio aritmético del rendimiento del índice bursátil S&P 500 durante el período comprendido entre los años 1928 y 2015 y el promedio aritmético del rendimiento del bono a 10 años del Tesoro de USA durante igual período, diferencial que arroja un valor de 6,18% (ver ANEXO 3).

VI. NIVEL DE APALANCAMIENTO

Considerando que el WACC es un promedio ponderado del costo del financiamiento propio y el costo del financiamiento de terceros, se debe determinar una estructura de capital para ponderar los costos de ambas fuentes de financiamiento y reapalancar el coeficiente Beta ajustado promedio obtenido a partir de las empresas de distribución y transporte de gas de USA.

Dada la elevada dispersión existente cuando se observa el nivel de apalancamiento de las Licenciatarías, consideramos adecuado aplicar una estructura de financiamiento objetivo que proporcione a las Licenciatarías una señal acerca del mix de financiamiento considerado adecuado en función de las características del contexto macroeconómico en el cual desarrollan sus actividades.

Durante los últimos once ejercicios económicos el nivel de apalancamiento promedio (calculados a valor libros) de las distribuidoras y transportadoras se ubicó en 27% y 50% respectivamente. Sin embargo, el nivel de dispersión actualmente existente entre los apalancamientos de las distintas Licenciatarías resulta amplio, con empresas que se financian exclusivamente con recursos propios y empresas que utilizan un 50% de financiamiento con deuda financiera (ver ANEXO 4).

Propuesta

Recomendamos 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.

VII. COEFICIENTE BETA (β)

Introducción

Para determinar la contribución de un título individual al riesgo de una cartera diversificada, no resulta suficiente conocer el riesgo del título individual, sino que se necesita medir su sensibilidad respecto a los movimientos del mercado. Esta sensibilidad se mide a través del coeficiente Beta (β).

El coeficiente Beta es una medida que es *relativa* al mercado adoptado como referencia, es decir, no es un coeficiente único en términos absolutos, de modo que, para una misma empresa, se obtendrán tantos β como mercados de referencia se adopten.

En términos generales, se considera que el Beta de un activo captura riesgos relacionados con tres aspectos principales:

- el riesgo vinculado al sector en el que la empresa opera.
- el riesgo vinculado al apalancamiento operativo de la empresa.
- el riesgo vinculado al apalancamiento financiero de la empresa.

El coeficiente Beta que refleja los tres riesgos mencionados es denominado habitualmente *Beta apalancado* (β_L). Por otra parte, es posible referirse a un coeficiente Beta que refleje solamente los dos riesgos vinculados con la operación y no el vinculado al financiamiento, y se lo denomina *Beta sin apalancar* o *Beta desapalancado* (β_U).

Existen diversas fórmulas que relacionan el β_L y el β_U , las cuales difieren entre sí en función de los supuestos implícitos en las mismas. La más conocida y empleada de dichas fórmulas es la siguiente:

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

Donde:

β_L :	Beta apalancado
β_U :	Beta sin apalancar
t :	<i>Alícuota de impuesto a las ganancias</i>
D :	<i>Valor de mercado de la deuda de la empresa</i>
E :	<i>Valor de mercado del capital propio de la empresa</i>

Resulta importante aclarar que esta fórmula asume que el financiamiento de la empresa es libre de riesgo, en otras palabras, que el Beta de la deuda (β_D) es nulo.

En base a la fórmula anterior, para estimar el Beta de una empresa cuyo capital accionario no cotiza públicamente, es habitual emplear una metodología consistente en considerar Betas desapalancados de empresas similares y luego asumir que el promedio de dichos Betas es un valor representativo del Beta del sector, y consecuentemente de la empresa bajo análisis. Este proceso se denomina "Bottom-Up Beta" y se realiza de la siguiente manera:

1. Se debe identificar la industria en la que opera la empresa.
2. Dentro de la industria se deben analizar las empresas con cotización pública de acciones y seleccionar aquellas empresas que resultan operativamente comparables.
3. Se debe calcular el coeficiente Beta desapalancado de cada empresa seleccionada.
4. A continuación, se debe realizar un promedio ponderado de los Betas desapalancados de cada una de las empresas consideradas sobre la base de sus respectivas capitalizaciones bursátiles.
5. Posteriormente se debe adicionar, si corresponde, la prima por riesgo regulatorio al promedio ponderado de las Betas desapalancadas (para reflejar eventuales diferenciales de riesgo entre diversos sistemas regulatorios).
6. Finalmente se debe reapalancar el coeficiente Beta desapalancado promedio ajustado por la prima de riesgo regulatorio en función del nivel de endeudamiento previsto para el grupo de empresas cuyo Beta se está estimando.

De este modo, en la práctica se requiere estimar, a partir de las series estadísticas existentes, los coeficientes Betas de empresas similares que operan en USA y extrapolar los resultados obtenidos a las Licenciatarías. Adicionalmente, resulta necesario evaluar la necesidad de aplicar un ajuste que considere las diferencias de sistemas regulatorios que existen entre ambos mercados (lo cual se realiza adicionando una "*prima por riesgo regulatorio*"), ello así dado que mientras que en USA la regulación de los servicios de distribución y transporte de gas se basa en el sistema denominado "*rate of return*", en la República Argentina la regulación se rige por el sistema denominado "*price cap*" o sistema de "*tarifas máximas*".

El sistema de regulación "*price cap*" involucra teóricamente un mayor riesgo empresarial ya que la empresa regulada bajo este sistema está presionada a ser eficiente para reducir costos e incrementar consecuentemente su margen de rentabilidad, situación a la que no se enfrentan las

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

empresas reguladas bajo un sistema "*rate of return*" las cuales, ante la eventualidad de un incremento de costos, reclaman al organismo regulador un incremento tarifario que les permita volver a registrar la rentabilidad determinada originalmente por el regulador.

De este modo, para realizar la estimación del coeficiente Beta de las Licenciatarías resulta necesario analizar los siguientes aspectos:

- Relevancia y aplicabilidad de los datos propios de las Licenciatarías.
- Mercados de referencia y datos a utilizar.
- Betas de empresas similares de otros países.
- Ajuste de Betas por diferencias en los sistemas de regulación.
- Diferencia entre coeficientes Betas de los segmentos de distribución y transporte de gas natural.

Relevancia y aplicabilidad de los datos propios de las Licenciatarías

A pesar de que la situación ideal consistiría en la utilización de datos propios de las Licenciatarías, existen ciertas restricciones que hacen que ello no sea aconsejable:

- no todas las Licenciatarías tienen cotización pública, es decir, no todas poseen acciones que cotizan en los mercados de capitales.
- algunas empresas cuyas acciones tienen cotización pública, presentan características de iliquidez tal que, en determinadas ruedas bursátiles, registran escasas operaciones de compraventa.
- dado que los coeficientes Betas se estiman generalmente sobre la base de datos históricos correspondientes a períodos de entre tres y cinco años, la alta volatilidad del mercado accionario argentino registrada desde el año 2002 hace que los precios de las acciones no resulten estimadores confiables del riesgo involucrado en el negocio de transporte y distribución de gas natural.

La sumatoria de los factores mencionados precedentemente determina que resulta más apropiada la estimación de los coeficientes Betas de las Licenciatarías a partir de los coeficientes Betas de empresas similares de Estados Unidos.

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Mercados de referencia y datos a utilizar

La definición del mercado de referencia a utilizar, como así también la frecuencia utilizada en los valores a emplear (rendimientos anuales, mensuales o diarios), inciden de manera directa en el valor del coeficiente Beta. De este modo, si para una misma empresa se estiman Betas relativos a diferentes mercados y empleando distintas frecuencias de cálculo de rendimientos, los resultados obtenidos difieren generalmente de manera significativa.

En la práctica profesional existen diferentes criterios respecto del mercado a utilizar como referencia. Como se observa en los resultados de la encuesta realizada por Pereiro & Galli, para la estimación de costo de capital en Argentina se utilizan diferentes mercados, sin embargo, el Standard & Poor's 500 Index (S&P 500) y el Merval suelen ser los índices más empleados.

	Corp.	Asesores financieros & PEFs	Bancos & Co. Seguros
Merval	18%	36%	50%
Burcap	0%	0%	0%
Dow Jones	3%	9%	0%
S&P 500	24%	36%	33%
Otros	8%	9%	0%
NA	47%	18%	33%

Fuente: Pereiro, L.; *Valuation of Companies in Emerging Markets A Practical Approach*; Wiley, 2002

En el presente caso bajo estudio, entendemos que resulta más apropiado el empleo del S&P 500, teniendo en consideración que:

1. la metodología utilizada para estimar la tasa WACC de las Licenciatarías consiste en calcular, en primer término, la tasa WACC de empresas del sector de gas del mercado americano, para luego ajustarlo por la prima de riesgo país y por la prima de riesgo regulatorio.
2. no existen evidencias suficientes como para considerar que, para los accionistas de las Licenciatarías, una cartera de activos constituida por el Merval sea más representativa de su eventual cartera de inversiones que una compuesta por activos del S&P 500.

Betas de empresas similares de otros países

Desde el punto de vista metodológico, cuando se construye una tasa de rendimiento utilizando CAPM resulta conveniente seleccionar los coeficientes Betas de empresas que estén incluidos dentro del índice utilizado para determinar la prima de riesgo de mercado. De este modo, resultaría adecuado considerar los coeficientes Betas de las empresas listadas en el S&P 500.

Considerando que el sector de gas es una industria regulada, sería necesario seleccionar 0empresas que estén expuestas al mismo riesgo por sistema regulatorio, sin embargo, en la República Argentina se utiliza un sistema de regulación "price cap" mientras que en Estados Unidos se usa el sistema de regulación "rate of return".

De este modo, a pesar que desde una perspectiva regulatoria las empresas del Reino Unido serían más asimilables a las empresas de la República Argentina para ser consideradas como empresas comparables, la posibilidad de ajustar la diferencia entre ambos sistemas a través de la aplicación de una "*prima por riesgo regulatorio*" hace que resulte conveniente utilizar como comparable a las empresas de Estados Unidos debido a que el resto de las variables utilizadas para determinar el CAPM corresponden al mercado estadounidense.

Definido el país de referencia, se debe determinar cuáles serán las empresas que se incluirán en la cartera de empresas comparables. Desde el punto de vista del riesgo, dos empresas son comparables si presentan similitudes respecto a su riesgo operativo, el cual está asociado a los mercados/segmentos en que operan las mismas, a sus tamaños, y a su relación costos fijos versus costos variables. A pesar de diferir respecto a su riesgo financiero, es decir, a pesar de poseer distintas estructuras financieras, las Betas pueden ser corregidas mediante la técnica de desapalancamiento / reapalancamiento.

Ajuste de Betas por diferencias en los sistemas de regulación

La utilización de una cartera de empresas comparables de Estados Unidos lleva implícito el problema de las diferencias de riesgo regulatorio. Dado que el riesgo regulatorio presenta estabilidad en el tiempo, consideramos adecuado mantener la propuesta realizada por Azicri al determinar el costo de capital de la industria de gas natural en Argentina: "*Al utilizar Betas de la industria Americana para componer el promedio de la industria que se utilizará para el CAPM, sugerimos que los Betas de los activos de dichas compañías serán ajustados por un rango de coeficientes de entre 0.20 y 0.3, que surge del menor riesgo regulatorio de estas compañías respecto de las compañías que operan en Argentina*".

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

La propuesta realizada oportunamente por Azicri se sustenta en un trabajo realizado por Alexander, Mayer y Weeds que procura medir el diferencial entre los coeficientes Betas de activos de empresas reguladas por distintos métodos¹³.

Propuesta

Se recomienda determinar los coeficientes Beta de las empresas de distribución y transporte a través del 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 obtenido para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA adicionándole el diferencial de riesgo regulatorio entre los sistemas "price-cap" y "rate of return".¹⁴*
- *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 del procedimiento recomendado precedentemente son los siguientes:

- *Se calculó el coeficiente Beta promedio ponderado desapalancado para las empresas distribuidoras y transportadoras de USA en un valor de 0,40.*

¹³ Alexander, Mayer, Weeds, "Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms", Policy Research Working Paper 1698, World Bank 1996.

¹⁴ Promedio del diferencial de Betas entre las empresas de gas consideradas Intermediate y Low Powered en el trabajo de Alexander, Mayer, Weeds mencionado precedentemente.

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

- *Se adicionó un valor de 0,28 correspondiente al diferencial de riesgo regulatorio entre los sistemas "price-cap" y "rate of return".¹⁵*
- *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 de 0.92 para las empresas de transporte de gas (ver ANEXO 5).*

VIII. COSTO DEL ENDEUDAMIENTO FINANCIERO (K_D)

Dado que en primera instancia el procedimiento de cálculo seleccionado propone determinar la tasa WACC nominal en dólares, consideramos que el costo del financiamiento de terceros debería establecerse sobre la base de los rendimientos nominales de una cartera de bonos corporativos emitidos en USD por empresas americanas prestadoras de servicios públicos.

Para ello, en primera instancia se seleccionaron los rendimientos de los instrumentos de deuda no garantizados emitidos por las empresas americanas listadas dentro del sector "Gas Utility – Local Distribution" y los rendimientos de los instrumentos de deuda no garantizados emitidos por las empresas americanas listadas dentro del sector "Gas Utility – Pipelines".

Posteriormente se aplicó un nuevo 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.

Como resultado de los sucesivos filtros aplicados, se seleccionaron solamente 41 instrumentos de deuda de los 674.201 observados inicialmente.

Propuesta

Se recomienda determinar el costo del endeudamiento financiero (K_D) antes de impuestos utilizando como base el rendimiento de los instrumentos de deuda (Notes y Bonds) de las empresas de transporte y distribución de gas de USA, adicionando a dicho rendimiento la prima de riesgo país (PRP) determinada para la República Argentina, resultado que arroja un valor K_D antes de impuestos del 9,29% anual (ver ANEXO 6).

**IX. CONVERSIÓN DE LA TASA WACC NOMINAL EN DÓLARES A UNA TASA WACC REAL
EN PESOS**

La metodología de cálculo seleccionada propone inicialmente determinar una tasa WACC nominal en dólares para finalmente transformarla en una tasa WACC real en pesos. De este modo, se realizan dos ajustes para completar la conversión:

1. Se ajusta la tasa WACC nominal en dólares transformándola en una tasa WACC nominal en pesos.
2. Se ajusta la tasa WACC nominal en pesos transformándola en una tasa WACC real en pesos.

Ajuste de la tasa WACC nominal en dólares para transformarla en una tasa WACC nominal en pesos

Dado que el diferencial de tasas de interés entre dos países es igual al diferencial esperado de sus tasas de inflación¹⁶, se utiliza esta equivalencia para convertir el WACC nominal en dólares a un WACC nominal en pesos.

De este modo:

$$(1 + r_{ARG}) = (1 + r_{USA}) \times \frac{(1 + \pi_{ARG})}{(1 + \pi_{USA})}$$

donde:

r_{ARG} : *tasa de interés en pesos en Argentina.*

r_{USA} : *tasa de interés en dólares en USA.*

π_{ARG} : *inflación esperada en Argentina.*

π_{USA} : *inflación esperada en USA.*

Para establecer las tasas de inflación esperadas en USA y Argentina, se utilizaron respectivamente las proyecciones elaboradas por el Congressional Budget Office del Congress of the United States

¹⁶ Brealey, Myers, Allen, "Principios de Finanzas Corporativas", Mc Graw Hill.

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

y las incluidas en el Proyecto de Ley del Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio fiscal del año 2017 preparado por el Ministerio de Economía de la República Argentina.

Para determinar la tasa de inflación de USA aplicable se determinó el promedio del deflactor de GDP proyectado para el quinquenio 2017-2021, el cuál arrojó un valor de 1,86% anual.

En cambio, para determinar la tasa de inflación de Argentina, dado que no existen proyecciones quinquenales, se determinó el promedio del deflactor de PBI proyectado para el trienio 2017-2019, el cuál arrojó un valor de 14,07% anual.

Ajuste de la tasa WACC nominal en pesos en una tasa WACC real en pesos

Las tasas nominales determinadas incluyen expectativas inflacionarias, por lo tanto, para obtener tasas WACC en términos reales resulta necesario sustraer el efecto correspondiente a la variación nominal de precios.

La conversión de las tasas WACC nominales en pesos en tasas WACC reales en pesos se realiza a partir de la aplicación de la fórmula ideada por Irving Fischer, según la cual:

$$WACC_{real \$} = \frac{(WACC_{nominal \$} - \pi_{ARG*})}{(1 + \pi_{ARG*})}$$

La aplicación del ajuste mencionado transforma la tasa WACC nominal en pesos de 24,71% correspondiente a la Distribuidoras en una tasa WACC real en pesos de 9,33% y también convierte la tasa WACC nominal en pesos de 24,33% correspondiente a las Transportadoras en una tasa WACC real en pesos de 8,99%.

ANEXO 1 – Tasa libre de riesgo

Fuete: Oficina de Presupuesto del Congreso de los Estados Unidos.¹⁷

	2017	2.018	2019	2020	2021
10y Treasury Notes	2,30%	2,80%	3,20%	3,20%	3,60%
Promedio					3,02%

¹⁷ Documento original disponible en el Anexo 9.

ANEXO 2 – Prima de Riesgo País

Fuente: Ministerio de Economía de la Nación.

Emerging Markets Bonds Index (EMBI)

Indicador de riesgo - Frecuencia Diaria.

Fuente: Bloomberg

Fecha	Argentina	Fecha	Argentina	Fecha	Argentina
22-abr-16	382	17-jun-16	530	12-ago-16	487
25-abr-16	385	20-jun-16	513	15-ago-16	470
26-abr-16	380	21-jun-16	511	16-ago-16	466
27-abr-16	488	22-jun-16	506	17-ago-16	478
28-abr-16	534	23-jun-16	498	18-ago-16	468
29-abr-16	545	24-jun-16	518	19-ago-16	473
02-may-16	540	27-jun-16	532	22-ago-16	482
03-may-16	547	28-jun-16	529	23-ago-16	482
04-may-16	565	29-jun-16	518	24-ago-16	487
05-may-16	566	30-jun-16	518	25-ago-16	489
06-may-16	559	01-jul-16	519	26-ago-16	480
09-may-16	562	04-jul-16	519	29-ago-16	478
10-may-16	569	05-jul-16	523	30-ago-16	481
11-may-16	573	06-jul-16	528	31-ago-16	447
12-may-16	569	07-jul-16	532	01-sep-16	457
13-may-16	561	08-jul-16	530	02-sep-16	454
16-may-16	582	11-jul-16	517	05-sep-16	447
17-may-16	548	12-jul-16	507	06-sep-16	446
18-may-16	535	13-jul-16	512	07-sep-16	438
19-may-16	549	14-jul-16	501	08-sep-16	436
20-may-16	547	15-jul-16	497	09-sep-16	449
23-may-16	545	18-jul-16	498	12-sep-16	448
24-may-16	538	19-jul-16	498	13-sep-16	455
25-may-16	531	20-jul-16	495	14-sep-16	468
26-may-16	530	21-jul-16	501	15-sep-16	461
27-may-16	521	22-jul-16	499	16-sep-16	463
30-may-16	521	25-jul-16	502	19-sep-16	454
31-may-16	522	26-jul-16	508	20-sep-16	445
01-jun-16	514	27-jul-16	526	21-sep-16	430
02-jun-16	518	28-jul-16	522	22-sep-16	427
03-jun-16	521	29-jul-16	521	23-sep-16	437
06-jun-16	509	01-ago-16	522	26-sep-16	447
07-jun-16	510	02-ago-16	522	27-sep-16	447
08-jun-16	537	03-ago-16	514	28-sep-16	438
09-jun-16	520	04-ago-16	517	29-sep-16	445
10-jun-16	531	05-ago-16	512	30-sep-16	441
13-jun-16	538	08-ago-16	507		
14-jun-16	543	09-ago-16	507		
15-jun-16	537	10-ago-16	499		
16-jun-16	530	11-ago-16	489		
				Promedio	501

ANEXO 3 – Prima de Mercado

Fuente: Damodaran Online¹⁸.

Año	Retorno Anual sobre inversiones en		
	S&P 500	3-meses T.Bill	10-años T. Bond
1928	43,81%	3,08%	0,84%
1929	-8,30%	3,16%	4,20%
1930	-25,12%	4,55%	4,54%
1931	-43,84%	2,31%	-2,56%
1932	-8,64%	1,07%	8,79%
1933	49,98%	0,96%	1,86%
1934	-1,19%	0,32%	7,96%
1935	46,74%	0,18%	4,47%
1936	31,94%	0,17%	5,02%
1937	-35,34%	0,30%	1,38%
1938	29,28%	0,08%	4,21%
1939	-1,10%	0,04%	4,41%
1940	-10,67%	0,03%	5,40%
1941	-12,77%	0,08%	-2,02%
1942	19,17%	0,34%	2,29%
1943	25,06%	0,38%	2,49%
1944	19,03%	0,38%	2,58%
1945	35,82%	0,38%	3,80%
1946	-8,43%	0,38%	3,13%
1947	5,20%	0,57%	0,92%
1948	5,70%	1,02%	1,95%
1949	18,30%	1,10%	4,66%
1950	30,81%	1,17%	0,43%
1951	23,68%	1,48%	-0,30%
1952	18,15%	1,67%	2,27%
1953	-1,21%	1,89%	4,14%
1954	52,56%	0,96%	3,29%
1955	32,60%	1,66%	-1,34%
1956	7,44%	2,56%	-2,26%
1957	-10,46%	3,23%	6,80%

¹⁸ Información disponible en <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>.

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

<i>Año</i>	Retorno Anual sobre inversiones en		
	<i>S&P 500</i>	<i>3-meses T.Bill</i>	<i>10-años T. Bond</i>
1958	43,72%	1,78%	-2,10%
1959	12,06%	3,26%	-2,65%
1960	0,34%	3,05%	11,64%
1961	26,64%	2,27%	2,06%
1962	-8,81%	2,78%	5,69%
1963	22,61%	3,11%	1,68%
1964	16,42%	3,51%	3,73%
1965	12,40%	3,90%	0,72%
1966	-9,97%	4,84%	2,91%
1967	23,80%	4,33%	-1,58%
1968	10,81%	5,26%	3,27%
1969	-8,24%	6,56%	-5,01%
1970	3,56%	6,69%	16,75%
1971	14,22%	4,54%	9,79%
1972	18,76%	3,95%	2,82%
1973	-14,31%	6,73%	3,66%
1974	-25,90%	7,78%	1,99%
1975	37,00%	5,99%	3,61%
1976	23,83%	4,97%	15,98%
1977	-6,98%	5,13%	1,29%
1978	6,51%	6,93%	-0,78%
1979	18,52%	9,94%	0,67%
1980	31,74%	11,22%	-2,99%
1981	-4,70%	14,30%	8,20%
1982	20,42%	11,01%	32,81%
1983	22,34%	8,45%	3,20%
1984	6,15%	9,61%	13,73%
1985	31,24%	7,49%	25,71%
1986	18,49%	6,04%	24,28%
1987	5,81%	5,72%	-4,96%
1988	16,54%	6,45%	8,22%
1989	31,48%	8,11%	17,69%
1990	-3,06%	7,55%	6,24%
1991	30,23%	5,61%	15,00%
1992	7,49%	3,41%	9,36%
1993	9,97%	2,98%	14,21%

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

<i>Año</i>	Retorno Anual sobre inversiones en		
	<i>S&P 500</i>	<i>3-meses T.Bill</i>	<i>10-años T. Bond</i>
1994	1,33%	3,99%	-8,04%
1995	37,20%	5,52%	23,48%
1996	22,68%	5,02%	1,43%
1997	33,10%	5,05%	9,94%
1998	28,34%	4,73%	14,92%
1999	20,89%	4,51%	-8,25%
2000	-9,03%	5,76%	16,66%
2001	-11,85%	3,67%	5,57%
2002	-21,97%	1,66%	15,12%
2003	28,36%	1,03%	0,38%
2004	10,74%	1,23%	4,49%
2005	4,83%	3,01%	2,87%
2006	15,61%	4,68%	1,96%
2007	5,48%	4,64%	10,21%
2008	-36,55%	1,59%	20,10%
2009	25,94%	0,14%	-11,12%
2010	14,82%	0,13%	8,46%
2011	2,10%	0,03%	16,04%
2012	15,89%	0,05%	2,97%
2013	32,15%	0,07%	-9,10%
2014	13,52%	0,05%	10,75%
2015	1,36%	0,21%	1,28%

Promedio Aritmético

1928-2015	11,41%	3,49%	5,23%
-----------	--------	-------	-------

<i>Prima de Riesgo de Mercado</i>	S&P 500 - T.Bonds a 10 años	6,18%
-----------------------------------	-----------------------------------	-------

7

ANEXO 4 – Estructura Financiera de las Licenciatarias

Fuete: Información provista por las Licenciatarias al ENARGAS.

D/V	2005	2006	2007	2008	2009	2010
DISTRIBUIDORAS	0,38	0,24	0,22	0,22	0,21	0,05
TRANSPORTADORAS	0,59	0,44	0,39	0,38	0,40	0,41
LICENCIATARIAS	0,49	0,35	0,31	0,30	0,31	0,27

D/V	2011	2012	2013	2014	2015	Promedio
DISTRIBUIDORAS	0,25	0,30	0,23	0,36	0,47	0,27
TRANSPORTADORAS	0,54	0,49	0,55	0,61	0,76	0,50
LICENCIATARIAS	0,40	0,40	0,42	0,52	0,65	0,40

ANEXO 5 – Coeficiente Beta

Fuente: Thomson Reuters Eikon.

Empresa	Actividad	País	Ticker	Beta 5M	D/E	Tax	Unlevered Beta	Mark Cap	Ponderación en cartera	Unlevered Beta Ponderado
ATMOS Energy Corp	Distribución	EEUU	ATO US Equity	0,30	0,38	0,35	0,24	7.733.709,50	0,39	0,10
NORTHWEST NATURAL GAS CO	Distribución	EEUU	NWN US Equity	0,36	0,51	0,35	0,27	1.656.030,50	0,08	0,02
PIEDMONT NATURAL GAS CO	Distribución	EEUU	PNY US Equity	0,78	0,39	0,35	0,62	4.731.300,00	0,24	0,15
SOUTH JERSEY INDUSTRIES	Distribución	EEUU	SJI US Equity	0,69	0,61	0,35	0,49	2.342.428,50	0,12	0,06
WGL HOLDINGS INC	Distribución	EEUU	WGL US Equity	0,57	0,40	0,35	0,45	3.201.462,00	0,16	0,07
CARTERA DE ACCIONES									0,40	

	DIST	TRANS
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
D/V	25%	35%
β apalancada comparable con ajuste riesgo regulatorio	0,83	0,92

7

ANEXO 6 – Costo de la Deuda

Fuete: Thomson Reuters Eikon.

	Issuer Name	ISIN	Yield to Maturity %	Mod Durat Matur
1	Brooklyn Union Gas Co	US114259AN42	2,720	8,002
2	Southern California Gas Co	US842434CQ33	2,460	8,404
3	Keyspan Gas East Corp	USU49143AB39	2,727	8,381
4	Keyspan Gas East Corp	US49338CAB90	2,700	8,498
5	Spectra Energy Partners LP	US84756NAH26	3,300	8,408
6	Washington Gas Light Co	US93884PCN87	3,650	8,062
7	Washington Gas Light Co	US93884PCP36	3,650	8,051
8	Washington Gas Light Co	US93884PCQ19	3,650	8,147
9	Northwest Natural Gas Co	US66765RAZ91	3,550	8,077
10	Indiana Gas Company Inc	US45475QAL77	4,160	8,209
11	Washington Gas Light Co	US93884PCR91	3,700	8,286
12	Southern California Gas Co	US84243QAH65	3,892	8,457
13	Washington Gas Light Co	US93884PCS74	3,700	8,306
14	Northern Illinois Gas Co	US665228BQ47	3,850	8,275
15	Bay State Gas Co	US07261LBA98	3,740	8,350
16	Washington Gas Light Co	US93884PCT57	3,700	8,315
17	Washington Gas Light Co	US93884PCU21	3,700	8,330
18	Indiana Gas Company Inc	US45475QAP81	4,210	8,412
19	Northwest Natural Gas Co	US66765RBB15	3,600	8,378
20	Indiana Gas Company Inc	US45475QAA64	4,210	8,456
21	Southern Connecticut Gas Co	US84263PAE07	4,620	8,408
22	Cascade Natural Gas Corp	US14733XAQ51	4,720	8,617
23	Laclede Gas Co	US505588AY99	3,760	8,795
24	Panhandle Eastern Pipe Line Company LP	US12589YAF60	6,040	8,396
25	Piedmont Natural Gas Company Inc	US72018QAG64	3,990	8,714
26	Indiana Gas Company Inc	US45475QAR48	4,260	8,974
27	Washington Gas Light Co	US93884PCY43	3,750	9,241
28	Northwest Natural Gas Co	US66765RBG02	3,700	9,256
29	Northwest Natural Gas Co	US66765RBH84	3,700	9,235
30	Laclede Gas Co	US505588BA05	3,760	9,371
31	El Paso LLC	US28368EAA47	6,070	8,806
32	Southern Natural Gas Company LLC	US843452AY97	5,272	9,231
33	Williams Companies Inc	US969457BD16	6,035	8,948
34	El Paso LLC	US28368EAD85	5,360	9,265
35	El Paso LLC	US28368EAE68	5,502	9,387

LINEAMIENTOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL DE LICENCIATARIAS DE
DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

	Issuer Name	ISIN	Yield to Maturity %	Mod Dur Mati
36	Southern Natural Gas Company LLC	US843452AZ62	5,382	9,4
37	Williams Companies Inc	US969457BM15	6,204	9,0
38	El Paso Natural Gas Company LLC	USU5326AAA89	5,609	9,0
39	Tennessee Gas Pipeline Company LLC	US880451AW92	5,732	9,2
40	El Paso Natural Gas Company LLC	US283695BK98	5,652	9,2
41	El Paso Natural Gas Company LLC	US283695BJ26	5,602	9,3
	Promedio		4,283	8,68

ANEXO 7 – Inflación Proyectada Local

Fuente: Presupuesto de la Administración Nacional¹⁹.

Var %	2017	2.018	2019
PBI Nominal	23,60%	18,30%	12,30%
PBI Real	3,50%	3,50%	3,50%
Deflactor del PBI	19,42%	14,30%	8,50%
Promedio			14,07%

¹⁹ Comunicado de Prensa Disponible en el ANEXO 10.

ANEXO 8 – Inflación Proyectada EE.UU.

Fuente: Oficina de Presupuesto del Congreso de los Estados Unidos.²⁰

Var %	2017	2.018	2019	2020	2021
PBI Nominal	4,30%	3,90%	3,60%	3,60%	4,00%
PBI Real	2,40%	2,10%	1,70%	1,70%	2,00%
Deflactor	1,86%	1,76%	1,87%	1,87%	1,96%
Promedio					1,86%

²⁰ Documento original disponible en el Anexo 9.

ANEXO 9 – The Economic Outlook- CBO.

The Economic Outlook

If current laws governing federal taxes and spending generally remain in place, the Congressional Budget Office estimates, the economy's real output (that is, its output adjusted to remove the effects of inflation) will expand by 2.0 percent in 2016, as measured by the change from the fourth quarter of 2015 (see Table 2-1). Real gross domestic product (GDP) rose at an annual rate of just 1.0 percent in the first half of 2016. CBO expects a stronger second half, however, mainly because major forces restraining the growth of investment in the first half—such as a decline in oil prices that reduced mining investment—have begun to wane. The 2.0 percent rate of growth that CBO anticipates for 2016 is roughly the same as the rate of growth experienced in 2015. The agency also projects that output will increase by 2.4 percent in 2017, by 2.1 percent in 2018, and slightly more slowly through 2026. (CBO's economic projections were completed in early July and therefore do not reflect recently released economic data; see Box 2-1.)

CBO projects that the economic expansion over the next two years will reduce the quantity of underused resources, or "slack," in the economy. One sign of slack at the end of 2015 was that actual GDP was about 1.8 percent smaller than CBO's estimate of potential (that is, maximum sustainable) GDP. CBO expects that gap to narrow to less than its historical average by 2018. As a result, CBO projects that the improving economy will spur further hiring, reducing the unemployment rate from 4.8 percent in the second quarter of 2016 to 4.5 percent in 2017 and putting upward pressure on workers' wages and benefits. The increases in employment and in wages and benefits will increase participation in the labor force—both encouraging people who were out of the labor force because of weak job prospects to enter it, and encouraging people who were considering leaving the labor force to remain in it.

The reduced slack in the economy will increase inflation over the next year and push up interest rates over the next

few years. CBO expects the rate of inflation—as measured by the growth in the price index for personal consumption expenditures (the PCE price index)—to rise to the Federal Reserve's goal of 2 percent in 2017. CBO also expects the interest rate on 3-month Treasury bills to go up, rising from an average of 0.3 percent in the first half of 2016 to 1.0 percent by the end of 2017 and stabilizing at 2.8 percent by the end of 2020. Long-term interest rates are expected to rise as well, partly in response to the increase in short-term rates and partly in response to an expected increase in global interest rates as foreign economic growth improves. CBO projects that the rate on 10-year Treasury notes will increase from an average of 1.8 percent in the first half of 2016 to 2.5 percent by the end of 2017 and to 3.4 percent by the end of 2020.

Unlike its projections for the next few years, which reflect predictions of business cycle fluctuations, CBO's projections for the 2021–2026 period are based primarily on projections of underlying trends in such variables as the size of the labor force, the number of hours worked, capital investment, and productivity—that is, trends that those variables follow after the effects of business cycle fluctuations are removed. Real output will grow more quickly through 2026 than it has done over the past decade, CBO expects, because business investment will be stronger and because the economy's total factor productivity (TFP), the average real output per unit of combined labor and capital services, will grow more quickly. Nevertheless, slower growth in the nation's supply of labor is projected to keep the growth of output slower than it was during the 1980s, 1990s, and early 2000s. In CBO's projections, the economy grows by 2.0 percent per year, on average (as measured on a fourth-quarter-to-fourth-quarter basis), between 2021 and 2026.

Recognizing the uncertainty of economic forecasts, CBO constructs its projections so that they fall in the middle of

Table 2-1.

CBO's Economic Projections for Calendar Years 2016 Through 2026

	2016	2017	2018	Annual Average	
				2019-2020	2021-2026
Percentage Change From Fourth Quarter to Fourth Quarter					
Gross Domestic Product					
Real ^a	2.0	2.4	2.1	1.7	2.0
Nominal	3.5	4.3	3.9	3.6	4.0
Inflation					
PCE price index	1.5	2.0	2.0	2.0	2.0
Core PCE price index ^b	1.8	1.9	2.0	2.0	2.0
Consumer price index ^c	1.8	2.3	2.3	2.4	2.4
Core consumer price index ^b	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3
GDP price index	1.5	1.8	1.8	1.9	2.0
Employment Cost Index ^d	2.8	3.1	3.3	3.1	3.1
Fourth-Quarter Level (Percent)					
Unemployment Rate	4.6	4.5	4.7	5.0 ^e	4.9 ^f
Percentage Change From Year to Year					
Gross Domestic Product					
Real ^a	1.9	2.4	2.2	1.7	1.9
Nominal	3.2	4.2	4.0	3.6	4.0
Inflation					
PCE price index	1.2	1.9	2.0	2.0	2.0
Core PCE price index ^b	1.7	1.8	2.0	2.0	2.0
Consumer price index ^c	1.4	2.4	2.3	2.3	2.4
Core consumer price index ^b	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3
GDP price index	1.3	1.8	1.8	1.9	2.0
Employment Cost Index ^d	2.6	3.0	3.3	3.2	3.1
Annual Average					
Unemployment Rate (Percent)	4.8	4.5	4.6	4.9	4.9
Payroll Employment (Monthly change, in thousands) ^g	175	123	24	25	64
Interest Rates (Percent)					
Three-month Treasury bills	0.3	0.7	1.4	2.4	2.8
Ten-year Treasury notes	1.8	2.3	2.8	3.2	3.6
Tax Bases (Percentage of GDP)					
Wages and salaries	44.3	44.4	44.4	44.4	44.3
Domestic economic profits	8.7	8.4	8.2	7.8	7.3

Source: Congressional Budget Office.

Economic projections for each year from 2016 to 2026 appear in Appendix B.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

a. Nominal GDP adjusted to remove the effects of inflation.

b. Excludes prices for food and energy.

c. The consumer price index for all urban consumers.

d. The employment cost index for wages and salaries of workers in private industries.

e. Value for the fourth quarter of 2020.

f. Value for the fourth quarter of 2026.

g. Calculated as the monthly average of the fourth-quarter-to-fourth-quarter change in payroll employment.

Box 2-1.

Recently Released Economic Data

In late July, the Bureau of Economic Analysis (BEA) released its annual revision of the national income and product accounts, as well as new data about economic growth during the first half of 2016. The revision incorporates new data from various sources, as well as some changes in methods and definitions.¹ The Congressional Budget Office completed its forecast before BEA released that new information, but an initial review of the revised and newly released data does not suggest any substantial change to CBO's economic or budget projections.

Revisions to Historical Data

BEA slightly increased its estimate of the growth of real output (that is, output adjusted to remove the effects of inflation) between 2013 and 2015. It now estimates that real output grew by 2.2 percent, rather than 2.1 percent, during that period. It also estimates that national income grew 0.3 percentage points faster than it estimated previously. Two components of that income are important for forecasting revenues: corporate profits, which BEA revised downward by \$4.5 billion in 2013, upward by roughly \$80 billion in 2014, and upward again by roughly \$80 billion in 2015; and wage and salary disbursements, which were revised upward by about \$7 billion for the whole 2013–2015 period. (Most of the upward revision to income over the past three years reflected higher corporate profits, so although wages were also revised upward, their share of total income fell.) The revision left most measures of inflation—including the price index for personal consumption expenditures, the core version of that price index, and the gross domestic product (GDP) price index—largely unchanged. (The revision does not affect another measure of inflation, the consumer price index for all urban consumers or CPI-U.)

Growth in 2016

BEA also revised its estimate of GDP for the first quarter of 2016 and released its initial estimate for the second quarter. The new data indicate that real GDP grew at an average annual rate of 1.0 percent in the first half of 2016—well below the 1.7 percent rate that CBO used in constructing its economic forecast. Most of that difference resulted from unexpected weakness in business fixed investment (that is, investment in non-residential structures, equipment, and intellectual property products) and from a sharp drop in private inventory investment.

An initial review of the new data for the first half of 2016 indicates that economic growth for the year may prove to be slightly slower than CBO projected in early July. However, because a number of factors suggest that the underlying momentum in economic activity may be stronger than the recent growth of real GDP suggests, output growth in 2016 may in fact be close to CBO's projection. For one, consumer spending during the first half of the year was slightly stronger than CBO had anticipated. Also, the latest data about the labor market suggest continued growth in employment and labor income. And inventory investment will swing back if firms find that they need to replenish their inventories to meet future demand.

Implications for Future Years

Beyond 2016, the general contours of CBO's projections are unaffected by the revised and newly released data. For example, though the data indicate slightly faster growth in real GDP and slightly weaker growth in business investment in fixed capital during the past three years, they do not call for a significant change to CBO's estimates of potential GDP in the recent past or in the future. More will be known about how CBO might adjust those estimates when BEA releases its revised estimates of capital stock later this year.

1. See Bureau of Economic Analysis, "National Income and Product Accounts—Gross Domestic Product: Second Quarter 2016 (Advance Estimate)—Annual Update: 2013 Through First Quarter 2016" (press release, July 29, 2016), <http://go.usa.gov/x7cJH> (PDF, 1.9 MB).

the distribution of possible outcomes, given current law and the economic data that are available when the projections are prepared. Nevertheless, many developments—such as slower-than-expected growth in business investment, faster-than-expected growth in productivity, or weaker-than-expected economic growth abroad—could make outcomes differ substantially from what CBO has projected.

CBO's current economic projections differ in some significant respects from its last projections, which were published in January 2016. For example, CBO now projects slower growth of real GDP in 2016, largely because of the weaker-than-anticipated growth during the first half of the year. Also, the agency's projections of potential and actual GDP in 2026 are now roughly 1½ percent lower than they were in January. Those revisions were made on the basis of new data and a reassessment of future growth in TFP. In addition, CBO has reduced its projections of interest rates on Treasury securities; by 2026, those rates are roughly one-half of a percentage point lower than CBO projected in January. That revision reflects CBO's reassessment of the future demand for Treasury securities, in light of lower-than-anticipated interest rates in financial markets and recent global economic developments that point to less demand for foreign assets; it also partly reflects the revisions to projected GDP growth.

The economic projections in this report do not differ much from those of most other forecasters. They are generally similar to the *Blue Chip* consensus forecast, which was published in August, though CBO's projection of real GDP growth is higher. The agency's projections of economic activity are also generally similar to the forecasts developed by the Federal Reserve, which were presented at the Federal Open Market Committee's June 2016 meeting.

The Economic Outlook for 2016 Through 2020

Since the end of the 2007–2009 recession, real GDP has grown faster than potential GDP, on average, reducing the gap between the two and hence the amount of slack in the economy. CBO expects that gap to keep narrowing as real GDP grows more quickly in the second half of this year and next year than it did during the first half of this year (see Figure 2-1). However, growth in real GDP is

expected to slow in 2018 and to fall below but remain close to the growth of potential GDP in 2019 and 2020.

In CBO's projections, developments in the federal tax and spending policies specified in current law have a small negative effect on economic growth over the next few years, on net. By contrast, monetary policy continues to support growth over the next few years, albeit less and less so as the economy nears its potential output and the labor market tightens.

Most of the growth of output during the coming five years will be driven by consumers, businesses, and home builders, CBO anticipates. Demand from federal, state, and local governments and from foreign customers will contribute much less to economic growth.

CBO expects that slack in the labor market will nearly disappear over the next year. In the agency's projections, increased demand for workers reduces the unemployment rate and draws more workers into the labor force. Reduced slack in the labor market and the economy will help boost the rate of inflation to the Federal Reserve's target rate of 2 percent.

Unlike CBO's projections for the 2016–2018 period, those for 2019 and 2020 do not reflect expected cyclical developments in the economy. Rather, they serve as transitions to the values that CBO projects for the 2021–2026 period—which themselves are not based on predictions of business-cycle fluctuations.

Federal Fiscal Policy

If current laws remained generally the same, changes in federal spending and revenues would modestly dampen aggregate demand for goods and services over the next few years.¹ Those changes would also slightly reduce the supply of labor in the economy. Together, the changes in aggregate demand and in the supply of labor would restrain the growth of output through 2020.

Specifically, in CBO's projections, four broad changes in federal spending and revenues that would occur under

1. Aggregate demand refers to total purchases by consumers, businesses, government, and foreigners of a country's output of final goods and services during a given period. All else being equal, changes in aggregate demand affect businesses' decisions about whether to increase production, invest in equipment, and hire workers, which in turn affect income, demand, and output.

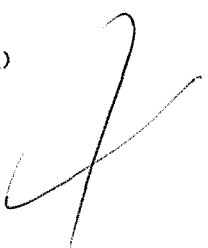
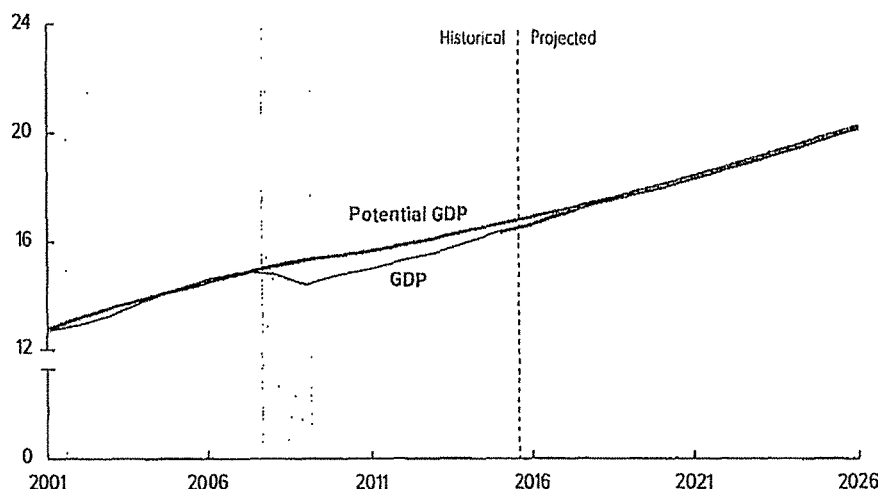


Figure 2-1.

GDP and Potential GDP

Trillions of 2009 Dollars



In CBO's projections, the gap between the economy's actual and potential output is largely eliminated by the end of 2017 and then returns to its historical average—about one-half of one percent of potential GDP—by 2020.

Sources: Congressional Budget Office; Bureau of Economic Analysis.

Potential GDP is CBO's estimate of the maximum sustainable output of the economy.

Data are annual. Values for GDP from 2001 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values for GDP from 2015 through 2026 (the thick line) and all values for potential GDP reflect the data available and projections made before July 29.

GDP = gross domestic product.

current law reduce growth in aggregate demand over the next five years:²

- Partly because of statutory caps limiting the growth of discretionary spending, the federal government's real purchases of goods and services decline, slightly reducing real GDP growth through 2018.³ Real federal purchases provide negligible contributions to growth in 2019 and 2020.
- The phasing out of various provisions of law governing the taxation of investment spending reduces businesses' incentives to invest, tempering the growth of their investment in structures and equipment from 2018 through 2020.

- Growth in real income pushes some households into higher tax brackets, raising effective marginal tax rates—that is, tax rates on an additional dollar of income earned by those households. That effect, which is known as real bracket creep, slightly increases households' tax liabilities, reducing their disposable (that is, after-tax) income and slightly dampening the growth of consumer spending over the next few years.

- The stimulus provided by automatic stabilizers—the automatic decreases in revenues and increases in outlays that occur when the economy weakens—continues to diminish over the next few years as the economy improves.⁴

2. The effects of those changes are incorporated into CBO's projections, but the agency has not separately quantified the impact of each.

3. Discretionary spending consists of the outlays that result from budget authority provided by appropriation acts.

4. All else being equal, automatic stabilizers affect aggregate demand because they are changes in the amount of taxes that households and businesses pay and in the transfer payments that households receive. For more discussion of automatic stabilizers, see Congressional Budget Office, *The Budget and Economic Outlook: 2016 to 2026* (January 2016), Appendix C, www.cbo.gov/publication/51129; and Frank Russek and Kim Kowalewski, *How CBO Estimates Automatic Stabilizers*, Working Paper 2015-07 (Congressional Budget Office, November 2015), www.cbo.gov/publication/51005.

Fiscal policy also reduces the supply of labor in CBO's projections. The increase in effective marginal tax rates described above would reduce the incentive to work, thus diminishing the amount of labor that people choose to supply. CBO also expects elements of the Affordable Care Act, such as the phasing out of health insurance subsidies as people's income rises, to reduce the amount of labor supplied over the next few years, as people adjust their employment circumstances in response and as more people choose to participate in health insurance marketplaces.⁵

Monetary Policy and Interest Rates

CBO expects that as the economy improves, and as the rate of inflation approaches the Federal Reserve's longer-run goal of 2 percent, the central bank will gradually reduce the extent to which its monetary policy supports economic growth. At its December 2015 meeting, the Federal Reserve's Federal Open Market Committee began that process, raising its target range for the federal funds rate—that is, the interest rate that financial institutions charge each other for overnight loans of their monetary reserves. The range is now 0.25 percent to 0.50 percent. In light of two developments—slow domestic growth in the first half of the year, and the United Kingdom's recent vote to leave the European Union, which has exacerbated uncertainty about global economic growth and financial stability—CBO expects the target range to remain at its current level until the fourth quarter of 2016. CBO expects the federal funds rate to then rise gradually, reaching 1.1 percent in the fourth quarter of 2017 and 1.8 percent in the fourth quarter of 2018 (see Figure 2-2).

As the federal funds rate rises, interest rates on federal borrowing will also rise gradually over the next few years, CBO projects. The interest rate on 10-year Treasury notes fell from 2.2 percent in the fourth quarter of 2015 to 1.8 percent in the second quarter of 2016. That rate is projected to begin increasing in the second half of 2016, reaching 1.9 percent in the fourth quarter of 2016, 2.9 percent in the fourth quarter of 2018, and 3.4 percent in the fourth quarter of 2020.

Those projected increases reflect three factors. First, CBO anticipates that the interest rate on 3-month Treasury bills will rise (to 0.4 percent in the fourth quarter of 2016, 1.7 percent in the fourth quarter of 2018, and

2.8 percent in the fourth quarter of 2020) as the Federal Reserve gradually reduces the extent to which monetary policy supports the growth of aggregate demand.⁶ Such increases in short-term rates boost longer-term rates because the latter are partly determined by investors' expectations of the former. Second, foreign economic growth is expected to improve, pushing up rates abroad and in the United States. In CBO's assessment, the interest rate on 10-year Treasury notes fell over the first half of 2016 partly because falling interest rates abroad put downward pressure on rates here; improving foreign economic growth is expected to reverse that effect.

And third, CBO expects an increase in the term premium—the extra return paid to bondholders for the added risk associated with holding long-term Treasury securities (after average expected interest rates on shorter-term securities are accounted for). Several factors have pushed the term premium on U.S. Treasury securities to historically low levels in recent years. One is limited long-term investment opportunities abroad, which may have prompted global investors to shift their holdings out of foreign bonds and into longer-term U.S. Treasury securities, keeping interest rates on those securities down. Other factors are investors' heightened concern about global economic growth and their perception that the value of long-term Treasury securities rises when growth is weak (which implies that those securities may provide a useful hedge against such risks). CBO projects that the term premium will rise over the next several years as the factors that have recently suppressed it dissipate. However, because those factors are expected to dissipate slowly, CBO expects the interest rate on 10-year notes to rise more slowly than the rate on 3-month bills and to stabilize slightly later.⁷

5. For more information, see Edward Harris and Shannon Mok, *How CBO Estimates the Effects of the Affordable Care Act on the Labor Market*, Working Paper 2015-09 (Congressional Budget Office, December 2015), www.cbo.gov/publication/51065.

6. CBO expects the interest rate on 3-month Treasury bills to be lower than the federal funds rate over the next 10 years, as it has generally been in the past. The reason for that historical difference is that Treasury securities are free of default risk, whereas the overnight unsecured loans made at the federal funds rate carry a small risk of default.

7. In addition, long-term rates have probably been held down by the influence of the Federal Reserve's large portfolio of long-term assets. CBO expects the size of that portfolio to gradually diminish, beginning next year; that development will put upward pressure on the term premium and the 10-year rate. CBO's expectation that the reduction in the size of the Federal Reserve's portfolio will begin later than the resumption of increases in the federal funds rate is another reason that the interest rate on 10-year Treasury notes is expected to rise more slowly than the rate on 3-month bills and to stabilize slightly later.

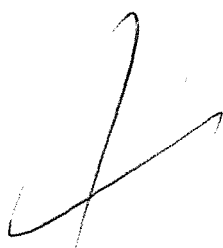
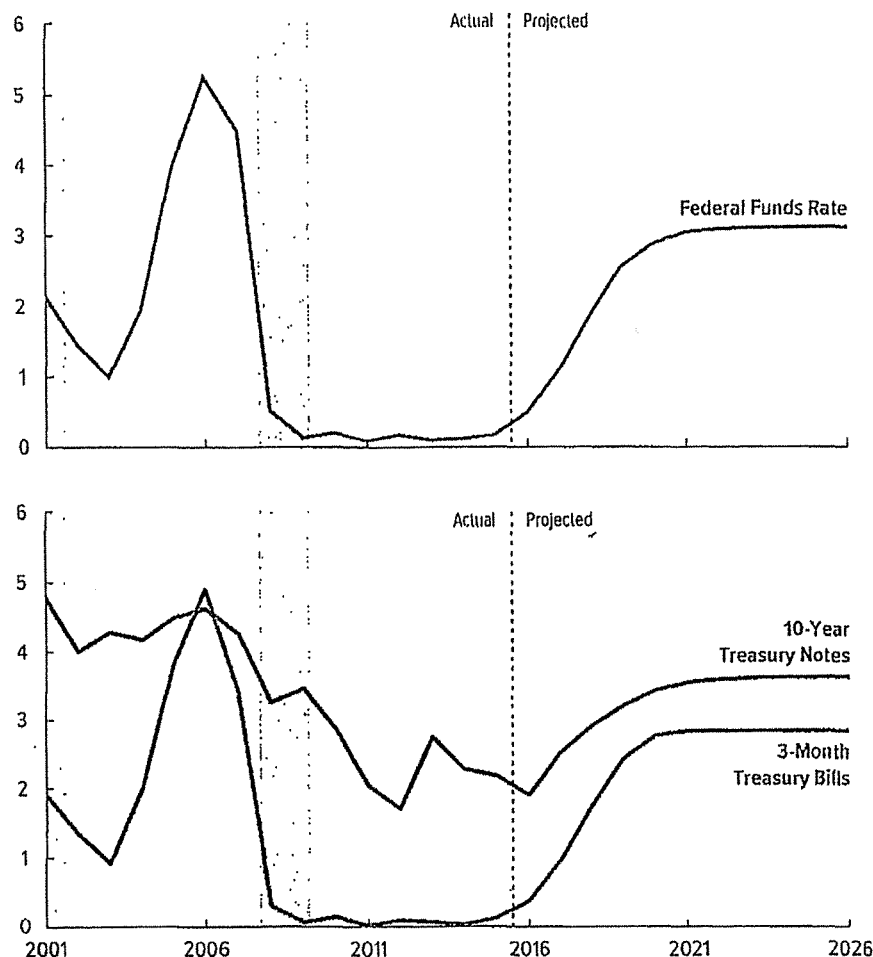


Figure 2-2.

Interest Rates

Percent



CBO expects the Federal Reserve to start increasing the federal funds rate on a sustained basis in December 2016.

In CBO's projections, interest rates on Treasury securities rise steadily over the next few years, reflecting continued economic improvement and increases in the federal funds rate.

Sources: Congressional Budget Office; Federal Reserve.

The federal funds rate is the interest rate that financial institutions charge each other for overnight loans of their monetary reserves.

Data are annual and are fourth-quarter values. Actual data are plotted through 2015.

Despite CBO's expectation that the 10-year rate will rise, the agency does not expect it to return to the levels seen in the two decades before the 2007–2009 recession. Several factors discussed below will probably continue to suppress interest rates throughout the 10-year projection period (see “The Economic Outlook for 2021 Through 2026” on page 51).

Contributions to the Growth of Real GDP

CBO expects that consumer spending, business investment, and residential investment will drive the growth of real GDP over the next few years (see Figure 2-3).⁸

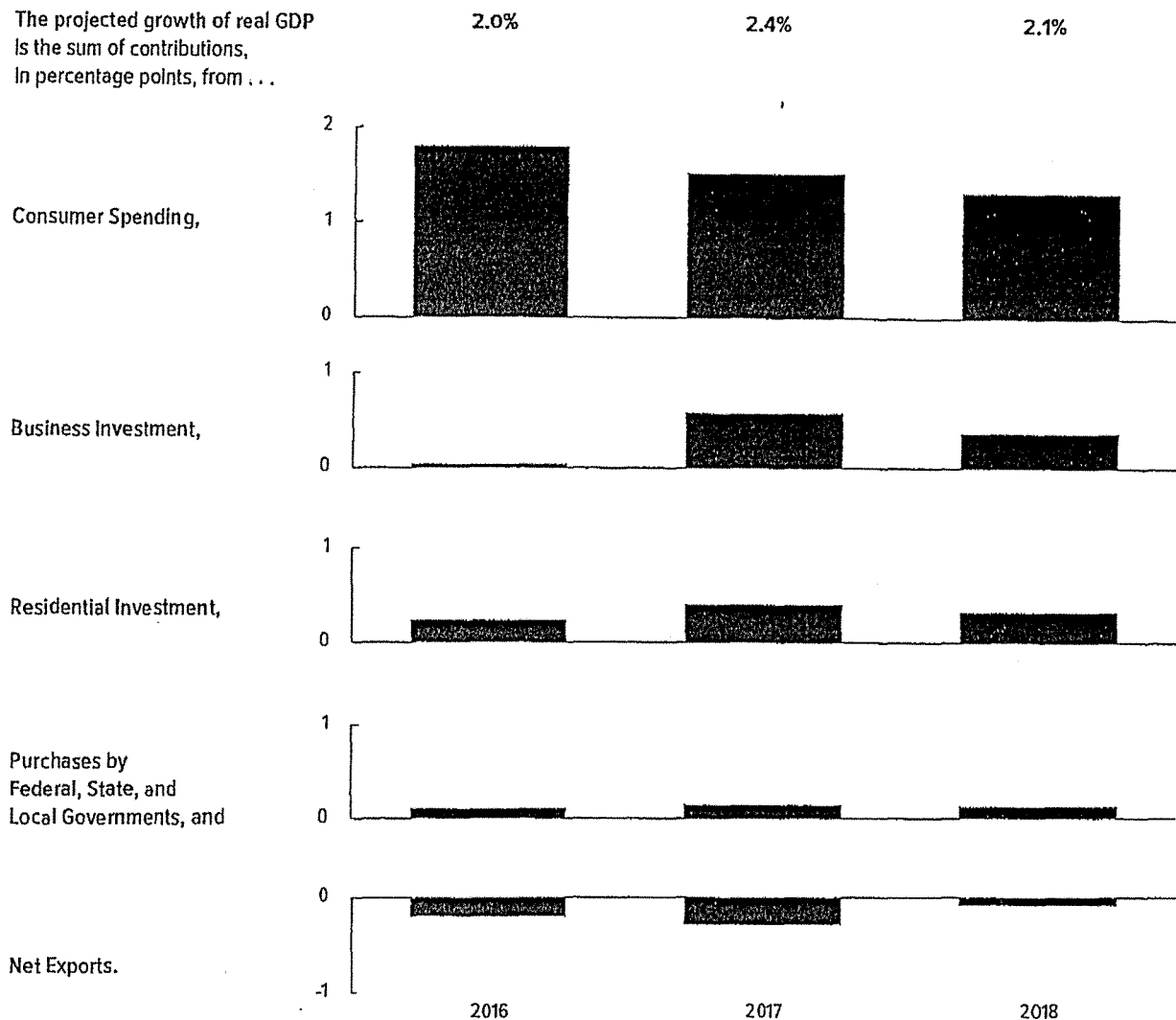
Consumer spending is expected to provide the largest contribution to that growth, as it has generally done in the past. However, the anticipated pickup in growth in the second half of 2016 and in 2017 stems largely from faster growth in investment—particularly in business equipment and structures—as the growth in spending by consumers slows (see Table 2-2). On net, total purchases by governments are projected to have a small positive effect on the growth of GDP through 2020. In contrast,

8. Those components' contributions to real GDP growth reflect their growth rate weighted by their share of nominal GDP.

Figure 2-3.

Projected Contributions to the Growth of Real GDP

The projected growth of real GDP
is the sum of contributions,
in percentage points, from . . .



Source: Congressional Budget Office.

The values show the contribution of the major components of GDP to the projected growth rate of real GDP (that is, GDP adjusted to remove the effects of inflation). Consumer spending consists of personal consumption expenditures. Business investment comprises purchases of equipment, nonresidential structures, and intellectual property products, as well as the change in inventories. Residential investment comprises the construction of single-family and multifamily structures, manufactured homes, and dormitories; spending on home improvements; and brokers' commissions and other ownership-transfer costs. Purchases by federal, state, and local governments are taken from the national income and product accounts. Net exports are exports minus imports.

Data are annual. Changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next.

GDP = gross domestic product.

Table 2-2.

Projected Growth in Real GDP and Its Components

Percent	2016	2017	2018
Real GDP	2.0	2.4	2.1
Consumer Spending	2.6	2.2	1.9
Business Investment	0.4	4.6	2.9
Business fixed investment	1.4	4.9	3.3
Residential Investment	6.7	10.9	8.0
Purchases by Federal, State, and Local Governments	0.6	0.8	0.7
Federal	-0.8	-0.4	-0.7
State and local	1.5	1.6	1.5
Exports	2.2	3.7	3.0
Imports	3.2	4.9	3.0
Memorandum:			
Net Exports (Change in billions of 2009 dollars)	-38.5	-56.3	-17.3

Source: Congressional Budget Office.

Real GDP is the output of the economy adjusted to remove the effects of inflation. Consumer spending consists of personal consumption expenditures. Business investment comprises business fixed investment—purchases of equipment, nonresidential structures, and intellectual property products—and the change in inventories. Residential investment comprises the construction of single-family and multifamily structures, manufactured homes, and dormitories; spending on home improvements; and brokers' commissions and other ownership-transfer costs. Purchases by federal, state, and local governments are taken from the national income and product accounts. Net exports are exports minus imports.

Data are annual. Changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next year.

GDP = gross domestic product.

net exports (exports minus imports) will restrain growth from 2016 through 2019 but contribute slightly to growth thereafter, CBO projects.

Consumer Spending. CBO expects consumer spending on goods and services, which accounts for over two-thirds of economic output, to be a major component of the growth of real GDP through 2020. It is expected to contribute nearly all—1.8 percentage points—of the 2.0 percentage-point growth of real GDP this year. However, CBO estimates that the contribution of consumer spending to real GDP growth will recede to 1.5 percentage points in 2017 and decline somewhat thereafter.

In CBO's projections, the main factor explaining the slowing growth of consumer spending over the next few years is slowing growth in real disposable personal income—which, in turn, largely reflects slowing growth in employees' real compensation (see Figure 2-4). The growth rate of real compensation diminishes, notably in 2017 and 2018, as the growth in employment slows; that moderation outweighs an acceleration in compensation per hour. Also reducing the projected growth of real disposable income are CBO's expectations that energy prices will continue to rebound through the end of 2017

(reducing some of the extra purchasing power that consumers gained in recent years) and that factors such as real bracket creep will slightly increase personal tax liabilities.

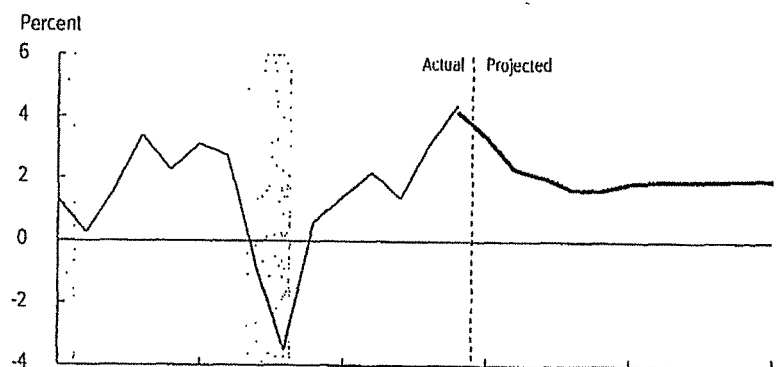
Nevertheless, CBO expects consumer spending to grow—by 2.6 percent in 2016 and by smaller amounts in later years. One factor projected to support consumer spending is further increases in housing prices, which will help raise household wealth. Another is improvements in households' access to credit and creditworthiness. As employment and disposable income rise further, CBO expects banks to continue to increase their willingness to make consumer loans. Households' debt and debt-service payments have fallen markedly as a percentage of disposable personal income since the recession ended in 2009, and delinquency rates on consumer loans are historically low, by some measures. Lighter debt burdens give families greater capacity to borrow for major purchases. Although interest rates are likely to rise in the future, their effect on debt-service burdens will be muted, because the rates are expected to remain low by historical standards.

Business Investment. CBO projects that real business investment will contribute 0.1 percentage point to the

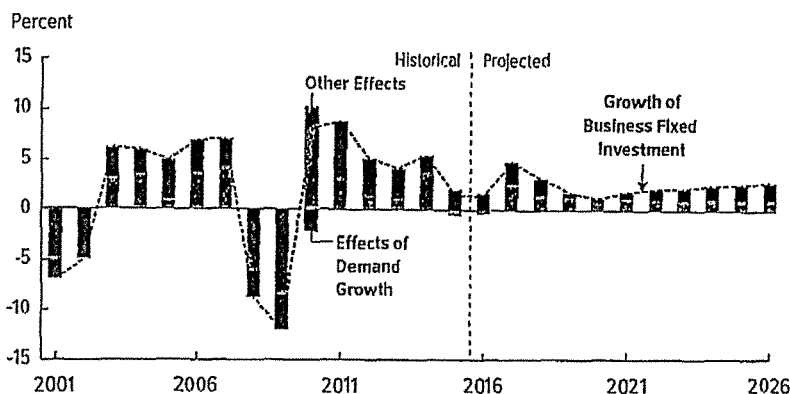
Figure 2-4.

Factors Underlying the Projected Contributions to the Growth of Real GDP

Slowing growth in the total amount of employees' real compensation is projected to slow the growth of consumer spending in the next few years.



Over the next few years, in CBO's assessment, businesses' response to the past and expected growth of demand will drive the growth of their real fixed investment. However, the faster growth of investment projected for 2017 is due to other effects, such as the end of a prolonged drop in the price of crude oil.



Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Economic Analysis, the Census Bureau, and the Federal Reserve.

The total amount of employees' real compensation is the sum of wages, salaries, and supplements divided by the price index for personal consumption expenditures. Percentage changes in employees' real compensation are measured from the average of one calendar year to the next. Values from 2001 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2026 (the thick line) reflect the data available and projections made before July 29.

The effects of demand growth are the estimated effects of the past and expected growth of demand for businesses' output on the growth of real business fixed investment (purchases of equipment, nonresidential structures, and intellectual property products, adjusted to remove the effects of inflation). That is, businesses buy new capital both to meet the growth of demand for their goods and services since the last time they purchased capital and to meet the expected future growth of demand. (They also replace worn-out or obsolete capital.) The other effects on business fixed investment include such factors as taxes and the cost of financing investments. Percentage changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next. Values reflect the data available before the Bureau of Economic Analysis released its revisions to the national income and product accounts on July 29, 2016.

Continued

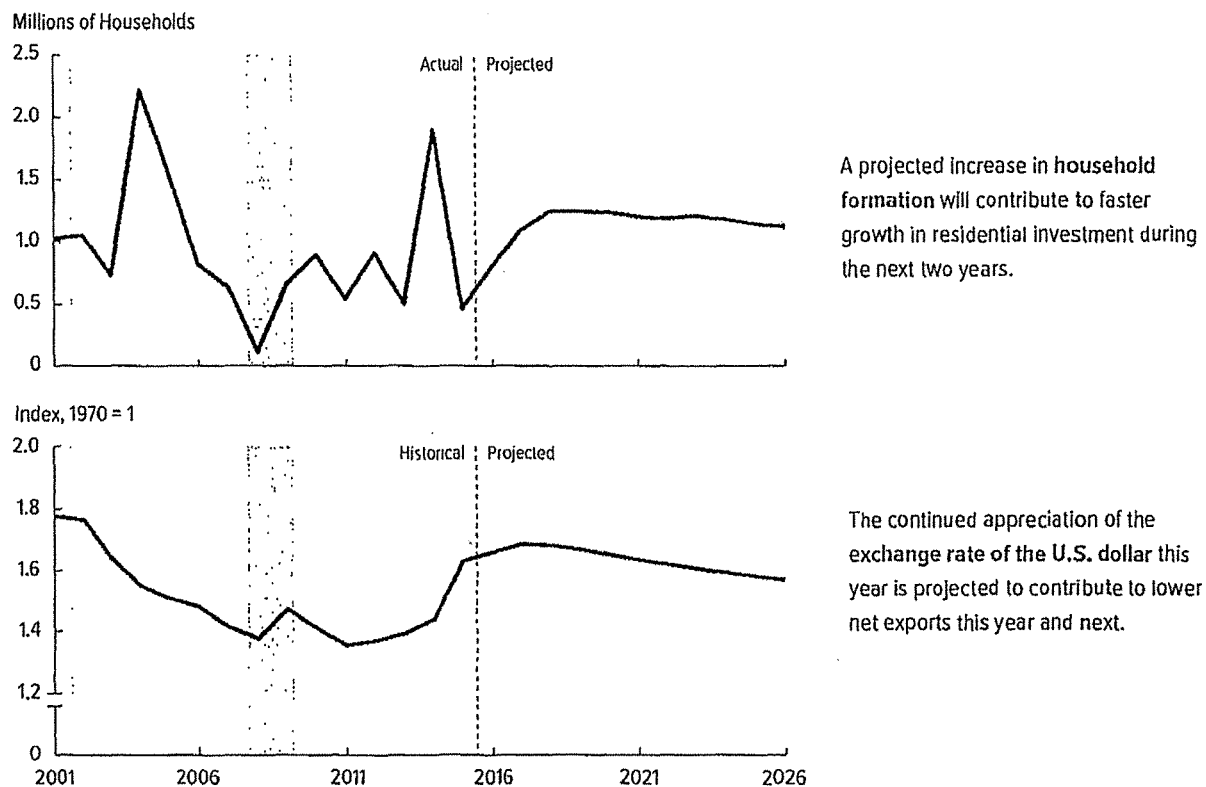
growth of real GDP in 2016, the result of a negative contribution in the first half of the year and an expected positive one in the second half. Real business investment is projected to make a larger contribution to real GDP growth in 2017, 0.6 percentage points, and that increase accounts for much of the projected rise in the growth of GDP next year. Investment contributes 0.4 percentage points to the projected growth of output in 2018 and

less after that. All of those contributions will be from business fixed investment—that is, investment in non-residential structures, equipment, and intellectual property products—rather than from investment in inventories. Inventory investment is expected to make a small negative contribution to growth in 2016, largely because it slowed during the first half of the year, and thereafter to make neither a positive nor a negative contribution.

Figure 2-4.

Continued

Factors Underlying the Projected Contributions to the Growth of Real GDP



Household formation is the change in the number of occupied housing units from the fourth quarter of the previous year to the fourth quarter of the year indicated.

The measure of the exchange rate of the dollar is an export-weighted average of exchange rates between the dollar and the currencies of the United States' leading trading partners. Data are calendar year averages.

Actual and historical data are plotted through 2015.

GDP = gross domestic product.

Businesses' response to the past and expected growth of demand for their output will drive the growth of their fixed investment over the next few years, in CBO's view (see Figure 2-4). In addition to replacing worn-out or obsolete capital assets, businesses invest in new assets to meet unexpected demand for their goods and services in the past and expected demand in the future. Although the current level of nonmining investment is roughly compatible with businesses' need to keep pace with expected new demand, in CBO's estimation, businesses still need to make up for some investment forgone during the recession and slow recovery—when sluggish consumer spending, residential construction, and spending by state and local governments curtailed investment. For example, both the national office vacancy rate and the

national industrial availability rate are near the lows reached during the last business cycle.⁹ CBO expects that the growth in demand will continue to significantly boost investment through 2018 but that it will slow and provide a smaller boost in later years.

A number of other factors contribute to the projected increase of business investment next year. For one, CBO anticipates that the price of crude oil will rise. During

9. The office vacancy rate is the amount of vacant office space for lease divided by the total square footage of office space. The industrial availability rate is the supply of available space in large industrial buildings as a percentage of the total amount of such space.

2015 and early 2016, falling oil prices sharply reduced real investment in mining structures and mining equipment; modestly higher oil prices are expected to boost mining-related investment next year. Also, factors that contributed to the weakness in real investment in non-mining equipment at the end of last year and during the first half of this year—declining productivity (which reduced the profitability of new investment) and weaker business confidence—will wane, in CBO’s view.

Some factors temper CBO’s projections of business investment after next year. Partial-expensing provisions in the tax code, which encourage investment by letting businesses deduct new capital expenses from their taxable income more rapidly than they could otherwise, will gradually expire during the 2018–2020 period. The increase in interest rates anticipated in CBO’s forecast will also exert some downward pressure on investment, but not enough to offset the influence of the ongoing economic expansion.

Residential Investment. CBO expects real residential investment to keep growing rapidly over the next few years, even as mortgage interest rates rise.¹⁰ The fact that the sector is small will limit its contribution to the growth of real GDP, but CBO expects that contribution to be noticeably larger than the historical average. CBO projects that residential investment will contribute 0.2 percentage points to the growth of real GDP in 2016—slightly less than in 2015, because the growth of housing starts slowed this year.¹¹ As such growth picks up, residential investment is projected to contribute 0.4 percentage points to GDP in 2017 and a smaller amount thereafter.

CBO anticipates that the construction of new homes will be the primary contributor to residential investment, mainly because of stronger household formation (see Figure 2-4).¹² Aside from a puzzling surge in 2014, household formation has been unusually weak since the 2006 peak of the housing boom, averaging only about 750,000 net new households per year over the past

10 years—far lower than the annual average of 1.23 million over the 20 years before that. Some of the recent weakness probably stems from a sharp tightening of mortgage lending standards from 2007 to 2009. Even though those standards remain tighter than they were before 2007, they have begun loosening over the past few years; as they continue to loosen and as employment continues to improve, household formation will gradually return to historical averages, CBO expects.

CBO anticipates that stronger growth in demand for housing will put upward pressure on house prices. In 2015, house prices rose by 5.9 percent.¹³ CBO projects that they will increase by 4.2 percent in 2016 and by about 2.5 percent per year, on average, over the 2017–2020 period. (That projection incorporates an expected increase in the supply of housing units, which will temper the price increases resulting from stronger housing demand.)

Government Purchases. During each of the next three years, if current laws governing federal fiscal policies generally remained in place, total real purchases of goods and services by federal, state, and local governments would contribute 0.1 percentage point to the growth of real output, roughly the same amount as in 2015, CBO projects. The projected growth of the real value of total government purchases in 2016 results from an estimated 0.8 percent decrease in federal purchases and an estimated 1.5 percent increase in state and local purchases. CBO projects similar changes for 2017 and 2018, assuming that the statutory caps on funding for discretionary programs would cause reductions in real purchases by the federal government in both of those years. (See Chapter 1 for a discussion of how the caps affect projected outlays.) In later years of the projections, real purchases by the federal government change little.

In 2019 and 2020, real government purchases are projected to contribute 0.2 percentage points annually to the growth of real output, almost entirely because of growth in real purchases by state and local governments. CBO projects that state and local purchases will grow throughout the 2016–2020 period because, in its view, state and local governments will increase spending as their tax revenues continue to grow.

10. Residential investment consists mostly of the construction of single-family and multifamily residences, residential improvements, and real estate agents’ commissions and other ownership transfer costs.

11. Housing starts are the number of new housing units on which construction has begun in a given period.

12. Household formation is the change in the number of occupied housing units.

13. That increase, which is on a fourth-quarter-to-fourth-quarter basis, was calculated from the Federal Housing Finance Agency’s price index for home purchases.



Net Exports. CBO expects real net exports to fall from 2016 through 2019, extending the decline of the past two years.¹⁴ The projected decline reflects CBO's expectation that real imports will grow faster than real exports, on average. The decline in real net exports reduces projected GDP growth by 0.2 percentage points in 2016, by 0.3 percentage points in 2017, by 0.1 percentage point in 2018, and by a negligible amount in 2019. In 2020, real net exports are expected to rise slightly, making a very small contribution to growth.

CBO's projection of real net exports is strongly influenced by a significant increase in the exchange value of the dollar during the past two years and by the agency's forecast of that value (see Figure 2-4). From mid-2014 through the second quarter of this year, the trade-weighted U.S. dollar appreciated by approximately 20 percent.¹⁵ In CBO's estimation, that appreciation occurred because long-term interest rates declined among the United States' leading trading partners, particularly in Europe and Asia, and because the outlook for foreign growth deteriorated. Those developments boosted the dollar by increasing demand for dollar-denominated assets relative to assets denominated in other currencies. More recently, after the United Kingdom's vote to leave the European Union, the dollar rose significantly against the British pound and the euro, implying that the expected return on assets from the United Kingdom and the European Union fell in relation to the expected return on dollar-denominated assets. In CBO's projections, foreign central banks' efforts to boost aggregate demand in response to such factors continues to increase the exchange value of the dollar over the next two years, making U.S. exports more expensive abroad and thus tending to reduce net exports.

CBO also expects that stronger growth in the United States than in its trading partners will weaken net exports over the next two years. In particular, prices for oil and

other commodities, which are lower than their averages over the past 10 years, are dampening growth in Canada and Mexico. The United Kingdom's pending exit from the European Union will probably reduce growth in European economies and especially in the British economy over at least the next few years. In addition, China's economic output is projected to keep decelerating as its economy shifts to depend less on investment and more on consumption.

In later years, however, as commodity prices rebound, CBO expects faster growth among the nation's major trading partners—especially Canada and Mexico, and to a lesser extent China. As a result, net exports are projected to decline less in 2019 than in previous years and to start rising in 2020. Moreover, CBO expects that as growth strengthens and inflation rises in foreign economies, central banks will gradually tighten their monetary policies—pushing up interest rates in those countries, reducing the exchange value of the dollar, and leading to an increase in U.S. net exports in 2020 (and beyond).

The Labor Market

The labor market continued to improve in the first half of 2016. The primary measure that CBO uses to assess the amount of slack in the labor market—the estimated shortfall in employment from its potential amount—fell by about 1 million people between the end of 2015 and June 2016, when it stood at 1.4 million people. (For more discussion of the current amount of slack, see Box 2-2.) That decline reflected both a drop in the unemployment rate and an increase in the labor force participation rate.¹⁶

According to CBO's estimates, the growth of aggregate demand will increase demand for labor, shrinking the employment shortfall to about three-quarters of a million people by the end of 2016 and eliminating it by the middle of 2017 (see Figure 2-5). That projection reflects two expectations that partly offset each other: first, that the labor force will be smaller than its estimated potential size during that period; second, that the unemployment rate will fall below the estimated natural rate of unemployment (the rate that arises from all sources except fluctuations in

14. Net exports are currently negative, meaning that the United States imports more than it exports. A decrease in net exports indicates that imports are increasing more than exports.

15. CBO's measure of the exchange value of the dollar is an export-weighted average of the exchange rates between the dollar and the currencies of leading U.S. trading partners. Similarly, CBO calculates the economic growth of leading U.S. trading partners as a weighted average of their growth rates, using shares of U.S. exports as weights.

16. The labor force participation rate is the percentage of people in the civilian noninstitutionalized population who are at least 16 years old and are either working or seeking work.

Box 2-2.

Current Slack in the Labor Market

Underused resources, or "slack," remains in the labor market. The Congressional Budget Office bases that assessment on its analysis of the employment shortfall, on various other measures of underused labor, and on such indicators as the growth of compensation and rates of hiring and quitting.

The employment shortfall, CBO's primary measure of slack in the labor market, is the difference between actual employment and the agency's estimate of potential (maximum sustainable) employment. Potential employment is what would exist if the unemployment rate equaled its natural rate—that is, the rate that arises from all sources except fluctuations in aggregate demand for goods and services—and if the labor force participation rate equaled its potential rate. Consequently, the employment shortfall has two components: an unemployment component and a participation component. The unemployment component is the difference between the number of jobless people seeking work at the current rate of unemployment and the number who would be jobless at the natural rate of unemployment. The participation component is the difference between the number of people in the current labor force and the number who would be in the labor force at the potential labor force participation rate. CBO estimates that the employment shortfall was about 1.4 million people in the second quarter of 2016; nearly the entire shortfall (about 1.3 million people) stemmed from a depressed labor force participation rate.

The employment shortfall accounts for the most important sources of slack in the current labor market, but it does not account for all of them. One source of slack that is not accounted for in the employment shortfall is an unusually large percentage of part-time workers who would prefer to work full time. In the second quarter of 2016, about 6 million workers, or about 4 percent of all workers, were employed part time for economic reasons—that is, because employers were offering them part-time jobs, even though they would have preferred full-time jobs. That 4 percent rate was still about 1 percentage point higher than the rate in the fourth quarter of 2007. But it is hard to determine how much of that 1 percentage-point difference represented slack, because part of the increase since 2007 might have been related to structural factors. One such factor is that employment has been shifting to industries that employ a larger fraction of part-time workers, such as service industries. That development may be increasing the share of employees who work fewer hours than they would like.¹

Another source of slack is the number of people who are marginally attached to the labor force—that is, who are not looking for work now but have looked for it in the past 12 months. That number is larger than it was before the recession—about 1.7 million people in the second quarter of 2016, up from about 1.4 million in the fourth quarter of 2007. Because the elevated number of marginally attached workers is closely related to the depressed rate of labor force participation, it is largely reflected in CBO's measure of the employment shortfall. Marginally attached workers are also included in the U-6 measure of underused labor computed by the Bureau of Labor Statistics, along with the number of unemployed people and the number of people employed part time for economic reasons.² In the second quarter of this year, the U-6 measure stood at 9.7 percent, down slightly from 9.9 percent in the fourth quarter of last year but higher than the 8.5 percent observed before the recession.

Some measures of the number of hours worked, such as the average number of hours worked per week, could also indicate slack in the labor market. CBO does not use hours to measure slack because the agency forecasts average hours worked per week for only a portion of the economy (the nonfarm business sector). Nonetheless, by the end of 2015, the average number of hours worked per week had returned to its prerecession level, and in the nonfarm business sector, it had returned to its usual relationship with potential average hours worked per week. That fact suggests that any cyclical influence on the average number of hours worked per week is not currently a significant source of labor market slack.³

Other economic indicators offer mixed signals about the amount of slack remaining in the labor market. Hourly labor compensation continued to grow more slowly than labor productivity and inflation in the first half of 2016, indicating slack. But two indicators—the rate at which job seekers are hired and the rate at which workers are quitting their jobs, both measured as a fraction of total employment—show little evidence of slack: Both are currently near their prerecession levels.

1. See Rob Valletta and Catherine van der List, "Involuntary Part-Time Work: Here to Stay?" Economic Letter 2015-19 (Federal Reserve Bank of San Francisco, June 8, 2015), <http://tinyurl.com/plywpck>.

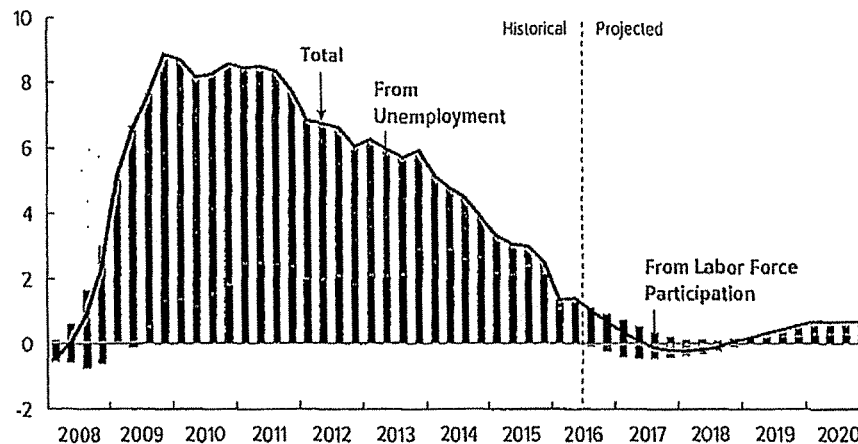
2. The U-6 measure is the number of unemployed workers, marginally attached workers, and workers employed part time for economic reasons as a percentage of the labor force plus all marginally attached workers. By contrast, the unemployment rate that is generally reported in the news—the U-3 unemployment rate—is the number of unemployed workers as a percentage of the labor force.

3. The percentage of workers who are working part time for economic reasons is above its prerecession level. Yet the average number of weekly hours worked per job has returned to its prerecession level. The apparent contradiction can be reconciled by noting two developments. First, the number of workers who hold multiple jobs is depressed, so the average number of hours worked per worker is lower than it would be otherwise. Second, the increase in the average number of weekly hours worked per job partly reflects an increase in overtime hours, which may have been concentrated in some jobs even as workers in other jobs would have preferred more hours.

Figure 2-5.

The Employment Shortfall

Millions of People



CBO expects the employment shortfall to disappear by the middle of next year.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The employment shortfall is the sum of two components. The first, the employment shortfall from unemployment, is the number of people who are not employed but would be if the unemployment rate equaled its natural rate (the rate that arises from all sources except fluctuations in aggregate demand for goods and services). That component is projected to fall below zero this year through 2018, reflecting CBO's estimate that the unemployment rate will be below its natural rate during that period. The second component, the employment shortfall from labor force participation, is the number of people who are not employed but would be if the rate of labor force participation equaled its potential.

Data are quarterly.

aggregate demand for goods and services) from mid-2016 until the end of 2018.

Furthermore, the projected drop in the unemployment rate, combined with a labor force participation rate expected to approach its potential value in 2017, leads to a small projected employment surplus—that is, actual employment that is higher than CBO's estimate of potential employment—from the second half of 2017 through 2018. The agency expects the surplus to peak at roughly a quarter of a million people in early 2018. The increased demand for labor and competition for workers, CBO projects, will boost the growth of hourly labor compensation (a measure that includes not only wages and salaries but benefits as well). During 2018, the increase in labor compensation will slightly dampen demand for labor, eliminating the employment surplus by the end of the year, CBO anticipates.

CBO's labor market projections for 2019 and 2020, by contrast, do not reflect expected cyclical developments in the economy. Instead, they serve as transitions to the values that CBO projects for later years, which are based primarily on long-term trends in the supply of labor.

Consequently, the unemployment rate is projected to rise slightly in 2019 and 2020 so that it reaches its historical relationship with the natural rate of unemployment, increasing labor market slack to its average level over past decades.

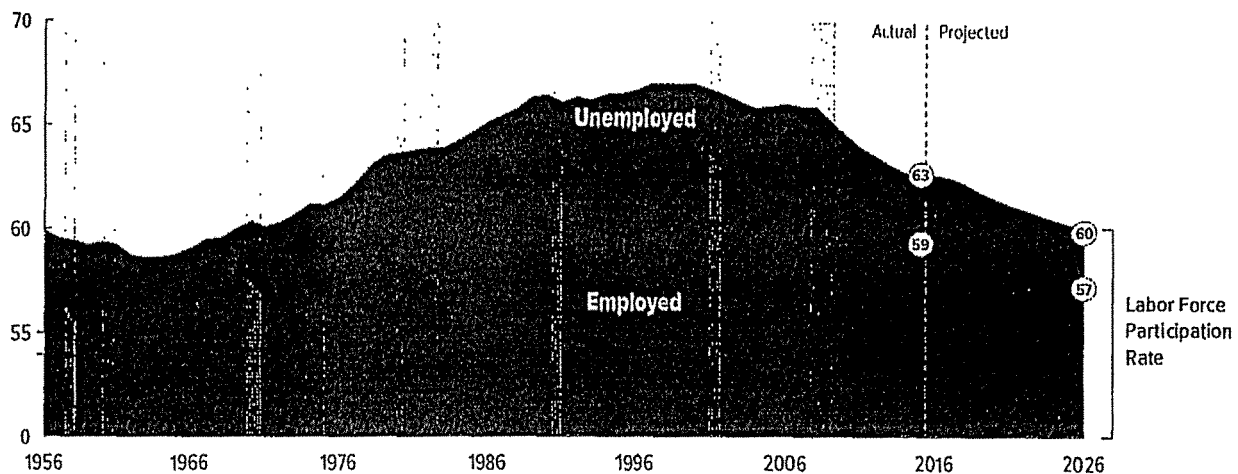
Employment. CBO expects demand for labor to remain healthy. Nonfarm payroll employment rose solidly in the first half of 2016, posting an average increase of 186,000 jobs per month, and the agency expects it to continue to increase, though more slowly, over the next few years—by about 164,000 jobs per month in the second half of 2016 and by about 123,000 jobs per month in 2017. CBO projects that slowdown in employment growth not because it projects a cyclical decline in demand for labor but because it expects the retirement of baby boomers—people born between 1946 and 1964—to slow the growth of the labor force. CBO's employment projections imply that the number of people employed, measured as a percentage of the population, will be roughly unchanged over the next two years. After 2017, however, CBO expects a steady decline in that percentage, as the agency expects the labor force participation rate to fall (see Figure 2-6).

Figure 2-6.

The Labor Force, Employment, and Unemployment

The percentage of the population that is employed is projected to remain roughly unchanged over the next two years and then to decrease through 2026, mainly because baby boomers will be retiring and leaving the labor force.

Percentage of the Population



Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The labor force consists of people who are employed and people who are unemployed but who are available for work and are actively seeking jobs. Unemployment as a percentage of the population is not the same as the official unemployment rate, which is expressed as a percentage of the labor force. Here, the population is the civilian noninstitutionalized population age 16 or older.

Data are annual. Actual data are plotted through 2015.

Labor Force Participation. CBO expects the labor force participation rate to decline slightly next year and more quickly in later years, when its fall would match the fall of the potential participation rate (see Figure 2-7). The actual rate was 62.7 percent in the second quarter of this year—roughly where it has stood since the fourth quarter of 2013, and one-half of a percentage point below CBO's estimate of the potential rate. CBO projects that the actual rate will reach 62.6 percent by the middle of 2017. That rate would be roughly one-tenth of a percentage point below the potential rate, reflecting the long-term relationship between the two rates.

The projected declines in the actual and potential rates of labor force participation reflect several factors. The most important is that members of the baby-boom generation will continue to retire from the labor force in large numbers. The lingering effects of the recession and ensuing weak recovery also continue to push down participation, in CBO's view: Despite recent declines in long-term unemployment, some of the people who lost jobs in the recession left the labor force and will not return.

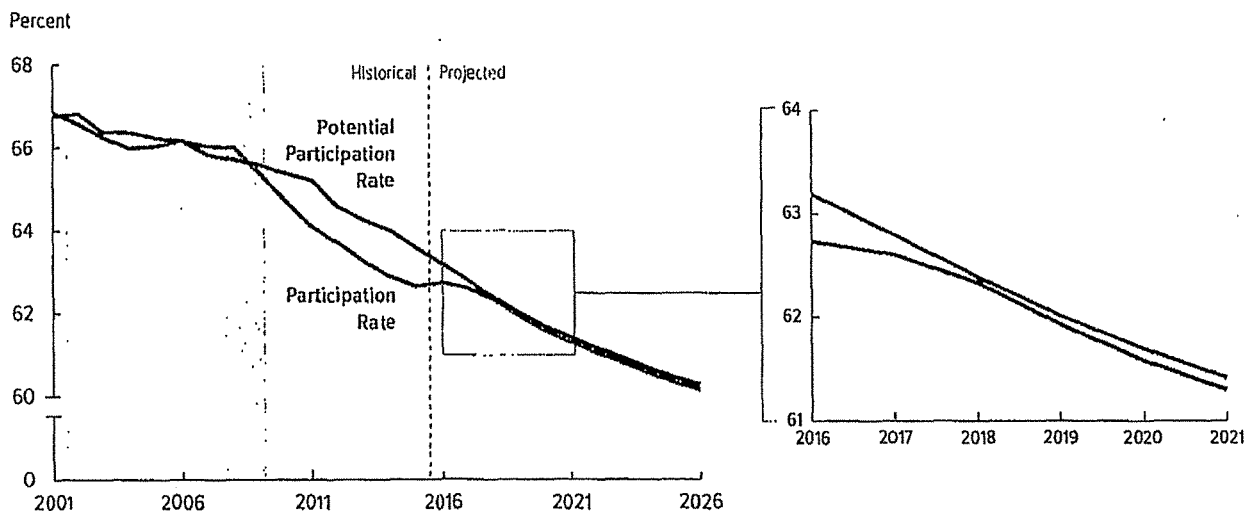
Furthermore, federal tax and spending policies are expected to lower participation rates slightly over the next several years. In particular, the amount of labor that people are willing to supply is projected to continue to decline over the next few years as people continue adjusting their employment circumstances in response to the provisions of the Affordable Care Act. The structure of the tax code, which pushes some people with rising income into higher tax brackets, will also lower participation rates over the next decade. Finally, long-term trends involving particular groups of people are projected to push down the participation rate slightly. Those trends include, for example, declining labor force participation rates by younger and less educated workers.

During the next year and a half, the effect of those factors will be largely offset by continued improvement in hiring, as brisk employment growth and rising wages are expected to draw some workers back into the labor force. That improvement explains why the labor force participation rate declines only slightly in CBO's projections through

Figure 2-7.

Labor Force Participation Rates

CBO expects the rate of labor force participation to decline slightly next year and more quickly through 2026.



Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The participation rate is the percentage of people in the civilian noninstitutionalized population who are at least 16 years old and in the labor force. The labor force consists of people who are employed and people who are unemployed but who are available for work and are actively seeking jobs. The potential participation rate is what the participation rate would be if not for the effects of the business cycle.

Data are annual. Historical data are plotted through 2015.

2017. Thereafter, the actual labor force participation rate is projected to decline, in tandem with the potential rate, to 61.5 percent in the fourth quarter of 2020.

Unemployment. The unemployment rate fell from 5.0 percent in the fourth quarter of 2015 to 4.9 percent in the middle of 2016. That decline continued the fall that occurred during 2015, when the unemployment rate decreased by nearly three-quarters of a percentage point. Most of the decline over the past two years stemmed from a drop in long-term unemployment (that is, unemployment lasting at least 27 consecutive weeks) as some people who had been unemployed for a long time obtained jobs (see Figure 2-8). That decline suggests that two factors that have perpetuated long-term unemployment in recent years—the stigma associated with it and the erosion of skills that can result from it—have diminished.

CBO projects that the unemployment rate will fall to 4.6 percent by the end of this year and to 4.5 percent next year, which would be about 0.2 percentage points below the agency's estimate of the natural rate of unemployment. That decline in the unemployment rate reflects

a projected increase in demand for labor that would reduce the number of unemployed people. The stronger demand for labor would also encourage people to remain in or rejoin the labor force and seek work, raising the labor force participation rate and moderating the decline in the unemployment rate. Even though the unemployment rate is expected to be relatively low during the coming year, CBO anticipates that some slack will remain in the labor market through the middle of 2017 because fewer people will be participating in the labor market than would do so if the economy was operating at its potential.

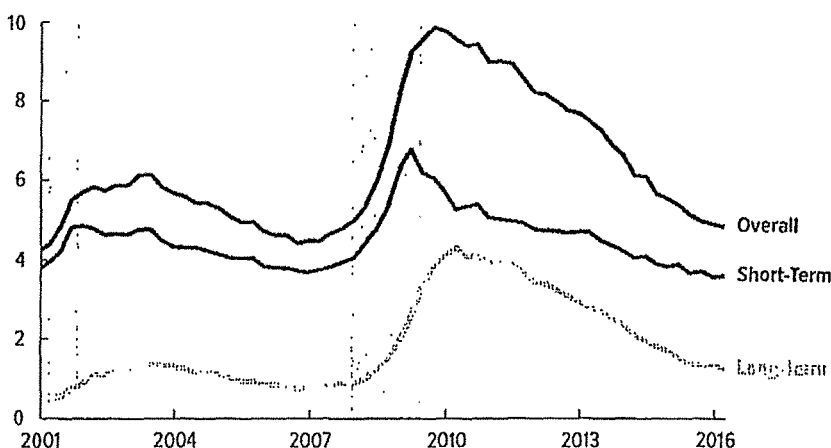
CBO expects the natural rate of unemployment to be 4.7 percent from 2018 through 2020. That expectation reflects the rate's decline in recent years—which has occurred as the composition of the workforce has shifted toward older workers, who tend to have lower unemployment rates, and away from less educated workers, who tend to have higher unemployment rates.

Labor Compensation. Hourly compensation rates for workers in private industry, which have grown slowly

Figure 2-8.

Unemployment Rates

Percent



Most of the decline in the overall unemployment rate in the past few years reflected a drop in long-term unemployment, suggesting that the effects of stigma and the erosion of skills that can stem from long-term unemployment have diminished.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

The overall unemployment rate is the sum of the short-term unemployment rate and the long-term unemployment rate. The short-term unemployment rate is the percentage of the labor force that has been out of work for 26 weeks or less. The long-term unemployment rate is the percentage of the labor force that has been out of work for at least 27 consecutive weeks. The labor force consists of people who are employed and people who are unemployed but who are available for work and are actively seeking jobs.

Data are quarterly and are plotted through the second quarter of 2016.

since the end of the recession, have recently shown signs of a faster increase. CBO estimates that the employment cost index (ECI) for those workers grew at an average annual rate of 2 percent during the 2010–2015 period but at an average annual rate of 2¾ percent during the first half of this year. The agency projects that the ECI for those workers will grow by more than 3 percent a year, on average, over the next several years (see Figure 2-9). The growth rates of other measures of compensation, such as the average hourly earnings of production and non-supervisory workers in private industries, are similarly expected to increase.¹⁷

CBO's projections of labor compensation are based on its projections of demand for workers, slack in the labor market, productivity, and inflation. In the past, growth in labor compensation has been among the last labor market indicators to recover after a recession, picking up only when little slack is left in the labor market. As slack

diminishes and firms must increasingly compete for a shrinking pool of unemployed or underemployed workers, growth in hourly compensation will rise, in CBO's assessment.

Inflation

CBO expects inflation to rise through 2017. Diminishing slack in the economy will increase inflation, but widely held expectations of low and stable inflation will restrain the increase.

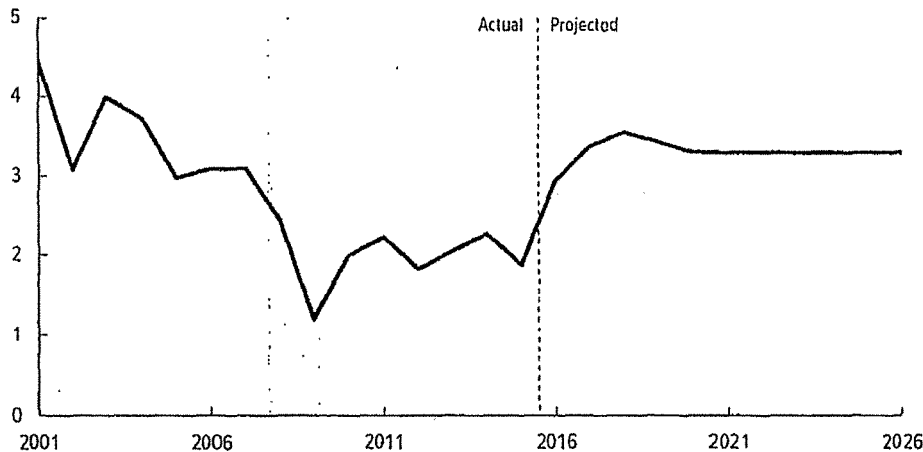
This year, CBO projects, the rate of inflation in the PCE price index will rise to 1.5 percent, up from 0.5 percent in 2015 (see Figure 2-10). That increase reflects diminishing slack and CBO's forecast of higher prices for crude oil, which will boost prices for energy goods and services; working in the opposite direction is an increase in the value of the dollar in relation to other currencies, which will suppress inflation in the price of many imported goods. In 2017, the rate of inflation is projected to rise to 2.0 percent, the Federal Reserve's longer-run goal. After 2017, CBO expects the rate to remain at 2.0 percent. That projection reflects CBO's judgment that consumers and businesses expect the Federal Reserve to adjust monetary policy to prevent inflation from deviating from its 2 percent target for long. CBO has a similar projection

17. An additional indicator of recent acceleration in wage growth comes from the Federal Reserve Bank of Atlanta's Wage Growth Tracker, which measures the median change from year to year in the hourly wages recorded in the Current Population Survey. That indicator shows average wage growth of 3.3 percent in the first half of 2016, compared with 3.1 percent in 2015. See www.frbatlanta.org/chcs/wage-growth-tracker for more details.

Figure 2-9.

Hourly Labor Compensation

Percentage Change



CBO projects that reduced slack in the labor market, along with faster growth in productivity and prices, will boost the growth of hourly labor compensation.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Labor Statistics.

Hourly labor compensation is measured by the employment cost index for the total compensation—wages, salaries, and employers' costs for employees' benefits—of workers in private industry.

Data are annual. Percentage changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next. Actual data are plotted through 2015.

for core PCE inflation, which excludes food and energy prices. In CBO's forecast, that inflation rate reaches 1.8 percent this year, 1.9 percent in 2017, and 2.0 percent in 2018, where it remains through 2020.

The consumer price index for all urban consumers (CPI-U) and its core version are expected to increase a little more quickly than their PCE counterparts because of the different methods used to calculate them. CBO projects that the difference between inflation as measured by the CPI-U and inflation as measured by the PCE price index will generally be about 0.4 percentage points per year, which is close to the average difference over the past several decades.

The Economic Outlook for 2021 Through 2026

CBO's projections of GDP, unemployment, inflation, and interest rates for 2021 through 2026—unlike its projections for the next few years—are not based on forecasts of cyclical developments in the economy. Rather, they are based mainly on projections of underlying trends in key variables, such as the size of the labor force, the number of hours worked, capital investment, and productivity. CBO also considers the effects on those variables of the federal tax and spending policies specified in current law.

CBO has made the following projections for the 2021–2026 period:

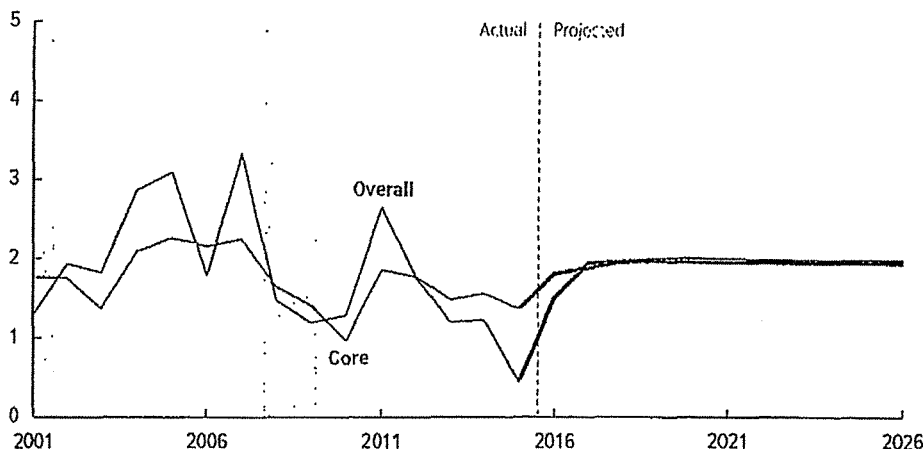
- Actual and potential real GDP grow at an average rate of roughly 2.0 percent per year. Real GDP stays one-half of one percent below real potential GDP, on average—as it has roughly been, on average, over the seven complete business cycles that occurred between 1961 and 2009.¹⁸
- The unemployment rate remains stable at 4.9 percent, slightly above the estimated natural rate of 4.7 percent. That gap is consistent with the average gap between actual and potential GDP.
- Both overall inflation and core inflation average 2.0 percent per year as measured by the PCE price index, and both are slightly higher as measured by the CPI-U.
- The interest rates for 3-month Treasury bills and 10-year Treasury notes average 2.8 percent and 3.6 percent, respectively.

18. See Congressional Budget Office, *Why CBO Projects That Actual Output Will Be Below Potential Output on Average* (February 2015), www.cbo.gov/publication/49890.

Figure 2-10.

Inflation

Percentage Change in Prices



CBO expects inflation to rise to the Federal Reserve's goal of 2 percent next year—an expectation that is consistent with CBO's projection of diminishing slack in the economy.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Economic Analysis.

The overall inflation rate is based on the price index for personal consumption expenditures; the core rate excludes prices for food and energy.

Data are annual. Values from 2001 through 2015 (the thin lines) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2026 (the thick lines) reflect the data available and projections made before July 29. Percentage changes are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next.

Potential Output

Real output will grow more quickly during the 2021–2026 period than it has during the past decade, CBO expects, because the economy's productivity will grow more quickly and because business investment will be stronger. Nevertheless, slower growth in the nation's supply of labor will probably keep economic growth weaker than it was during the 1980s, 1990s, and early 2000s.

Growth in Potential Output Compared With Growth Since the Last Recession. For the 2021–2026 period, CBO expects potential output to grow by 2.0 percent per year, on average (see Table 2-3). Such growth would be faster than the 1.5 percent per year estimated for the 2008–2015 period. The main reason for the projected increase is that CBO expects potential labor force productivity (the ratio of potential GDP to the potential labor force) to accelerate. By contrast, CBO anticipates that the potential labor force will grow at almost exactly the same rate at which it grew from 2008 through 2015.

In CBO's projections, the pickup in potential labor force productivity is concentrated in the nonfarm business sector, which accounts for about three-quarters of GDP. In particular, CBO expects growth in potential TFP in

the nonfarm business sector to quicken from its unusually slow pace of 0.8 percent per year since 2008 to 1.2 percent during the 2021–2026 period.¹⁹

CBO also projects that capital services, which contribute to labor productivity and potential output, will grow more quickly than they did from 2008 through 2015. The growth of capital services in the nonfarm business sector has been restrained since 2008 because of weak investment, itself partly a response to the cyclical weakness of aggregate demand for goods and services. And in the long term, the growth of capital services generally depends on increases in TFP and hours worked, both of which have grown slowly since 2008. In CBO's projections, most of the increase in the growth of capital services between the 2008–2015 period and the 2021–2026 period comes from faster growth in potential TFP.

19. CBO projects that by 2020, growth in potential TFP will gradually return to a rate equal to the weighted average of the growth rates estimated between 1991 and 2015. The projected rate for 2020 is slightly slower than the unweighted average for the 1991–2015 period because CBO places more weight on the relatively slow growth of TFP during the recession and recovery than on the faster growth rates of the 1990s and early 2000s.

Table 2-3.

Key Inputs in CBO's Projections of Potential GDP

Percent

	Average Annual Growth							Projected Average Annual Growth		
	1950-1973	1974-1981	1982-1990	1991-2001	2002-2007	2008-2015	Total, 1950-2015	2016-2020	2021-2026	Total, 2016-2026
Overall Economy										
Potential GDP	4.0	3.2	3.2	3.2	2.5	1.5	3.2	1.7	2.0	1.8
Potential Labor Force	1.6	2.5	1.6	1.2	1.0	0.5	1.5	0.4	0.5	0.5
Potential Labor Force Productivity ^a	2.4	0.7	1.6	2.0	1.5	0.9	1.7	1.3	1.4	1.4
Nonfarm Business Sector										
Potential Output	4.1	3.6	3.4	3.7	2.8	1.7	3.4	1.9	2.3	2.1
Potential Hours Worked	1.4	2.3	1.6	1.4	0.3	0.5	1.3	0.3	0.5	0.4
Capital Services	3.8	3.8	3.5	3.8	2.8	1.7	3.4	2.3	2.1	2.2
Potential TFP	1.9	1.0	1.1	1.4	1.7	0.8	1.4	0.9	1.2	1.1
Potential TFP excluding adjustments	1.9	1.0	1.1	1.4	1.3	0.8	1.4	0.9	1.2	1.1
Adjustments to TFP (Percentage points) ^b	0	0	0	0.1	0.4	0	0.1	*	*	*
Contributions to the Growth of Potential Output (Percentage points)										
Potential hours worked	0.9	1.5	1.0	0.9	0.2	0.3	0.9	0.2	0.3	0.3
Capital services	1.2	1.2	1.2	1.3	1.0	0.6	1.1	0.8	0.7	0.8
Potential TFP	1.9	1.0	1.1	1.4	1.7	0.8	1.4	0.9	1.2	1.1
Total Contributions	4.0	3.7	3.4	3.6	2.9	1.7	3.4	1.9	2.3	2.1
Potential Labor Productivity ^c	2.6	1.3	1.8	2.3	2.6	1.2	2.1	1.6	1.8	1.7

Source: Congressional Budget Office.

Potential GDP is CBO's estimate of the maximum sustainable output of the economy.

GDP = gross domestic product; TFP = total factor productivity; * = between -0.05 percentage points and zero.

a. The ratio of potential GDP to the potential labor force.

b. The adjustments reflect CBO's estimate of the unusually rapid growth of TFP between 2001 and 2003, as well as changes in the labor force's average level of education and experience.

c. The ratio of potential output to potential hours worked in the nonfarm business sector.

Nonetheless, the projections of the potential labor force, capital services, and potential TFP are dampened because of lingering effects of the recession and slow recovery.

Because of those factors, CBO expects potential labor force productivity for the economy as a whole to pick up to 1.4 percent. That growth rate is substantially higher than the 0.9 percent average rate that CBO estimates for the 2008–2015 period.

Growth in Potential Output Compared With Growth in Previous Business Cycles. Even though CBO's projection of the growth of potential output over the 2021–2026 period represents an acceleration, it is a full percentage

point slower than the estimated 3.0 percent average annual growth that the economy experienced between 1981 and 2007. Most of that difference reflects the slower growth of the potential labor force, which will result mainly from the ongoing retirement of baby boomers and from a relatively stable labor force participation rate among working-age women. (That rate increased sharply from the 1960s to the mid-1990s.) Federal tax and spending policies set in current law are also projected to cause some people to work less than in earlier decades (see "The Labor Market" below). The rest of the difference between the growth of potential output projected for the 2021–2026 period and the growth seen between 1981 and 2007 results from a slower increase in potential

labor force productivity (which averaged 1.7 percent from 1981 to 2007). That slowdown is attributable mainly to two further projections of CBO's: slower growth of capital services and slower potential TFP growth in the nonfarm business sector. Those projections mainly reflect CBO's projection of greater federal borrowing, which would crowd out some private investment, and the agency's expectation that some of the very slow growth of TFP since the 2007–2009 recession will persist.

The Labor Market

In CBO's projections, the unemployment rate follows its long-term relationship with the natural rate of unemployment. Specifically, the unemployment rate falls from 5.0 percent in the first quarter of 2020 to 4.9 percent in the fourth quarter of 2026—roughly a quarter of a percentage point higher than the natural rate of 4.7 percent.²⁰ The natural rate also declines slightly over that period, reflecting the shift in the composition of the workforce toward older workers, who tend to have lower unemployment rates, and away from less educated workers, who tend to have higher ones.

CBO projects a potential rate of labor force participation of 60.3 percent in 2026. That rate is about 1 percentage point lower than what the agency projects for 2021 and about 5½ percentage points lower than the estimated rate at the end of 2007. CBO attributes roughly 4½ percentage points of the decline between 2007 and 2026 to the aging of the population (because older people tend to participate less in the labor force than younger ones do) and to the reduced participation of less skilled workers, and one-quarter of a percentage point to the fact that some workers withdrew from the labor force in response to the recent recession and slow recovery. The rest of the projected decline in potential labor force participation stems from the Affordable Care Act and the structure of the tax code, both of which reduce workers' incentive to supply labor. CBO projects that employment as a percentage of the population will fall to 57 percent in 2026, reflecting that decline in the potential labor force participation rate.

Real compensation per hour in the nonfarm business sector, a measure of labor costs that is a useful gauge of longer-term trends, will grow at an average annual rate of 1.9 percent between 2021 and 2026, CBO projects.

20. The projected gap between the unemployment rate and the natural rate corresponds to the projected gap between output and potential output.

That projection is consistent with the agency's projection that the annual growth of labor productivity in that sector will average 1.8 percent over that period, reflecting the close historical relationship between productivity growth and real compensation growth. Although that relationship broke down in the early 2000s, when real compensation per hour grew more slowly than productivity, in recent years the two have grown at similar rates, suggesting that the relationship has been largely restored. CBO expects that it will be maintained in the future. Another measure of hourly labor compensation, the ECI for workers in private industry, shows a similar pattern in the agency's projections.

Inflation

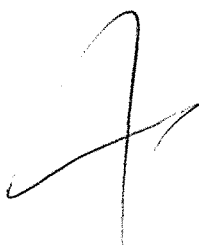
In CBO's projections, inflation as measured by the overall PCE and the core PCE price indexes averages 2.0 percent per year over the 2021–2026 period. That rate is consistent with the Federal Reserve's longer-run goal and is broadly in line with widely held expectations. As measured by the CPI-U and the core CPI-U, projected inflation is higher during that period, at 2.4 percent and 2.3 percent per year, respectively. The CPI-U and the core CPI-U have grown at similar rates, on average, over long periods. But from 2021 through 2026, CBO expects energy prices to rise slightly more quickly than other prices, making the CPI-U grow more quickly than the core CPI-U, on average.

Interest Rates

CBO projects that the interest rates on 3-month Treasury bills and 10-year Treasury notes will average 2.8 percent and 3.6 percent, respectively, throughout the 2021–2026 period. The federal funds rate is projected to be 3.1 percent.

The projected *real* interest rate on 10-year Treasury notes—that is, after the effect of expected inflation (as measured by the CPI-U) is removed—equals 1.2 percent between 2021 and 2026. That rate would be well above the current real rate but well below the average real rate of 2.9 percent between 1990 and 2007. CBO uses that period for comparison because it featured fairly stable expectations of inflation and no severe economic downturns or financial crises.

According to CBO's analysis, average real interest rates on Treasury securities will be lower than they used to be for several reasons, including slower growth in the labor force and slightly slower growth of productivity, both of which



will reduce the rate of return on capital. Furthermore, a greater share of total income is expected to go to high-income households, which will increase saving and make more funds available for borrowing. The premium on risky assets is expected to be higher than its average from 1990 to 2007—boosting relative demand for Treasury securities, increasing their prices, and thereby lowering their interest rates. And net inflows of capital from other countries, measured as a percentage of GDP, are also expected to be higher, making more funds available for borrowing.

CBO expects the term premium—the extra return paid to bondholders for the added risk associated with holding long-term bonds—to be smaller from 2021 through 2026, on average, than it was before the late 1990s. Over the past two decades, the prices of long-term Treasury securities and of risky assets in the United States have moved in opposite directions. In other words, periods with weaker economic growth and lower returns in the stock market have been associated with increases in the prices of Treasury securities, which was not the case before the early 2000s. As a result, investors trying to protect themselves from adverse economic surprises may demand long-term Treasury securities to a greater degree than they used to. A related factor pushing down the term premium is that investors may have increased their demand for financial assets, such as long-term Treasury securities, that can protect them from unexpectedly low inflation. Altogether, CBO anticipates, that greater demand for long-term Treasury securities will result in a term premium and long-term interest rates that are lower than they were before the late 1990s.

Other factors are projected to push real interest rates up from their earlier average, but not by enough to offset the factors pushing rates down. Federal debt is projected to grow as a percentage of GDP, increasing the supply of Treasury securities. The country's ratio of older people, who will be drawing down their savings, to younger workers in their prime saving years will be higher than it was before; that will decrease saving, thereby making fewer funds available for borrowing. And a larger share of income will come from capital, increasing returns on capital assets with which Treasury securities compete.²¹

In addition to considering those factors, CBO relies on information from financial markets when it projects interest rates over the long term, and incorporating that information has tended to reduce the agency's projections

in recent years. For example, the current interest rate on long-term Treasury securities is determined by investors' expectations of interest rates on shorter-term securities several years into the future. Prices in financial markets indicate that investors expect short-term interest rates to rise only gradually over the next several years, possibly because they expect certain forces putting downward pressure on interest rates in the United States to persist over the next decade. One force is weakness in global financial and monetary conditions, which has resulted in a flight to low-risk securities and currencies, especially U.S. Treasury securities. A second force is low interest rates on foreign assets, which push down rates on U.S. assets that can be substituted for them. Finally, investors may have concluded that obstacles to U.S. economic growth will persist, requiring the Federal Reserve to keep short-term interest rates extraordinarily low. As a result, CBO's projections of long-term rates are lower than they would have been otherwise.

Projections of Income From 2016 Through 2026

Economic activity and tax revenues depend on aggregate income—the total amount of income in the economy—and on its distribution among various categories, such as labor income, domestic economic profits, proprietors' income, and interest and dividend income. CBO therefore projects income in those categories over the next 10 years, estimating each category's share of gross domestic income (GDI, the income earned in the production of GDP).²² The categories of income that affect revenues most strongly are labor income (especially wage and salary payments) and domestic economic profits.²³

21. For a more detailed discussion of the factors affecting future interest rates, see Congressional Budget Office, *The 2016 Long-Term Budget Outlook* (July 2016), pp. 100–103, www.cbo.gov/publication/51580.

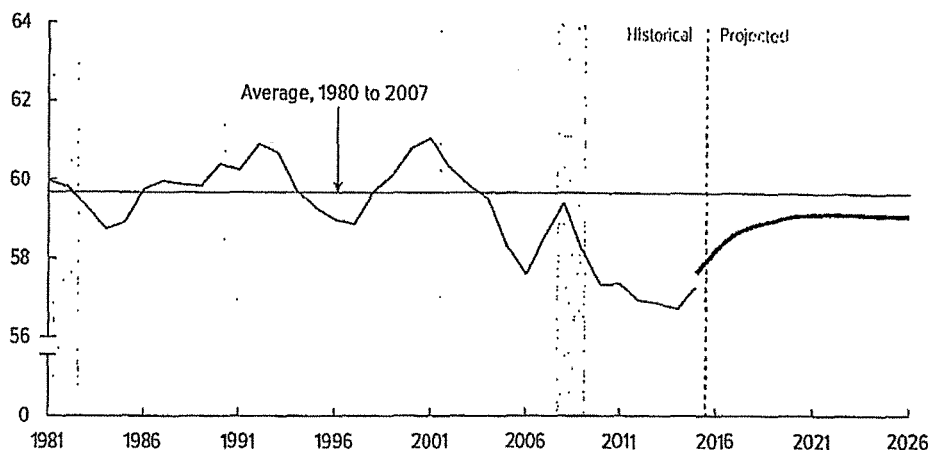
22. In principle, GDI equals GDP because each dollar of production yields a dollar of income; in practice, they differ because of difficulties in measuring both quantities.

23. Calculating domestic economic profits involves adjusting estimates of corporations' domestic profits to remove distortions in depreciation allowances caused by tax rules and to exclude the effects of inflation on the value of inventories. Estimates of domestic economic profits exclude certain income of U.S.-based multinational corporations that is derived from foreign sources, most of which does not generate corporate income tax receipts in the United States.

Figure 2-11.

Labor Income

Percentage of Gross Domestic Income



CBO expects labor's share of income to rise but remain below its 1980–2007 average.

Source: Congressional Budget Office, using data from the Bureau of Economic Analysis.

Labor Income is the sum of employees' compensation and CBO's estimate of proprietors' income that is attributable to labor. Gross domestic income is all income earned in the production of gross domestic product. For further discussion of labor's share of income, see Congressional Budget Office, *How CBO Projects Income* (July 2013), www.cbo.gov/publication/44433.

Data are annual. Values from 1981 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2026 (the thick line) reflect the data available and projections made before July 29.

In CBO's projections, labor income grows more quickly than other kinds of income through 2020, increasing its share of GDI from 57.7 percent in 2015 to 59.1 percent in 2020 (see Figure 2-11). That will happen for two reasons, CBO expects: Employment will rise, and compensation per hour will grow more quickly as slack in the labor market dissipates. As a result, the bargaining power of workers will improve, and the share of income that goes to corporate profits will be smaller. Later in the projection period, however, the growth of hourly compensation is projected to slow slightly, which will stem further rises in labor's share of GDI.

Despite the projected growth of labor's share of GDI, CBO expects some factors that have depressed that share since 2000 to continue during the coming decade. As a result, in CBO's projections, labor's share of GDI does not return to its 1980–2007 average of nearly 60 percent. One such factor is globalization, which has tended to move the production of labor-intensive goods and services to countries with labor costs that are lower than those in the United States. Another factor is technological change, which may have increased returns to capital more than returns to labor.

CBO projects that domestic economic profits, which equaled 9.3 percent of GDI in 2015, will fall to 7.4 percent in 2026. Over the next several years, that decline is expected to occur largely because of a pickup in the growth of labor compensation but also because of an increase in corporate interest payments (the result of rising interest rates) and an increase in the income of sole proprietorships and partnerships. In CBO's projections, while labor's share of GDI rises and domestic economic profits fall as a percentage of GDI, the sum of all categories of income grows less rapidly than output, reversing a trend seen since 2000 and making GDI equal to GDP by the second half of the projection period.

Another measure of overall income, real gross national product (GNP), is projected to grow at an average rate of 1.9 percent per year between 2016 and 2026. Unlike the more commonly cited GDP, GNP includes income that U.S. residents earn abroad and excludes income that foreigners earn in this country. GNP is therefore a better measure than GDP of the resources available to U.S. households.

Some Uncertainties in the Economic Outlook

Even if no significant changes were made to the federal policies specified in current law, economic outcomes would undoubtedly differ from CBO's projections. The agency therefore constructs its projections so that they fall in the middle of the distribution of possible outcomes, given current law and the economic data that are available. The economy will inevitably fluctuate, but CBO expects periods of weak and strong economic growth to balance out, on average, in a way that is consistent with its projections over the next 10 years.

It is possible, however, that periods of weak and strong economic growth will not balance out, particularly in a given 10-year period. If a prolonged period of slower-than-projected growth was not offset by a period of faster-than-projected growth, CBO's projections of growth over the entire 10-year projection period would probably turn out to be too high; so would its projections of interest rates and inflation, in all likelihood. Similarly, if a prolonged period of stronger-than-projected growth was not offset by a period of weaker-than-projected growth, CBO's 10-year projections of growth, interest rates, and inflation would probably turn out to be too low. CBO's projections for 2016 through 2020 and its projections for 2021 through 2026 are uncertain for different reasons.

Uncertainty From 2016 Through 2020

Over the next five years, many developments—such as unforeseen changes in the labor market, the housing market, business confidence, or international conditions—could make economic growth and other variables differ considerably from what CBO has projected. On the one hand, the agency's current forecast of employment and output for the 2016–2020 period may be too pessimistic. For example, firms might respond to the expected increase in aggregate demand for goods and services with more robust hiring and investment than CBO anticipates. If so, the unemployment rate could fall more sharply and inflationary pressures could rise more quickly than CBO projects. In addition, a greater-than-expected easing of borrowing constraints in mortgage markets could support more rapid growth of the number of households and residential investment than CBO anticipates, accelerating the housing market's recovery and further boosting house prices. Households' increased wealth could then buttress consumer spending, raising GDP.

On the other hand, CBO's forecast for 2016 through 2020 may be too optimistic. For example, if the increased tightness of labor markets does not lead to increases in hourly wages and benefits, household income and consumer spending could grow more slowly than CBO anticipates. A decline in the rate of economic growth in China could weaken the U.S. economy by disrupting the international financial system and reducing global economic growth; so could increased uncertainty in the United Kingdom and the European Union as a result of the former's vote to leave the latter.

In addition, there is a possibility that the economy will enter a recession in the next few years because of those developments or others. The current economic expansion has lasted 7 years—longer than the average expansion (about 5 years) in the previous 11 business cycles, a series that began in 1945. Over the past 30 years, expansions that have lasted at least 6 years and that are characterized by a relatively low unemployment rate, as the current expansion is, have tended to fall into recession within 2 years. However, the duration of economic expansions has varied greatly. And although the longest expansion over the previous 11 business cycles has been 10 years, no statistical evidence suggests that the length of an expansion alone causes the economy to enter a recession. Some recent indicators, such as a slowdown in the growth of investment spending and a narrowing of the spread between long-term and short-term interest rates, point to a slightly elevated (but still low) risk of recession, while others, such as the growth of nonfarm payroll employment, suggest that the risk of recession has not increased.

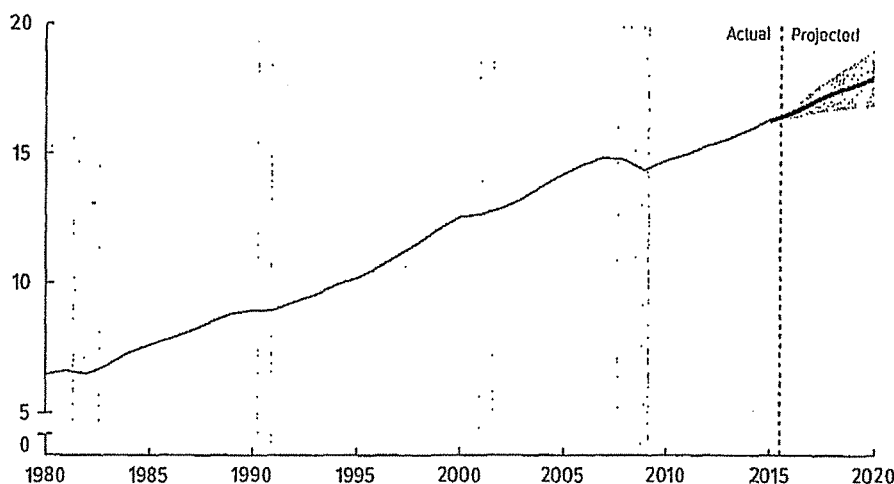
To roughly quantify the degree of uncertainty in its projections for the next five years, CBO analyzed its past forecast errors for the growth rate of real GDP over five-year periods since 1976. Those errors have a standard deviation of 1.3 percentage points.²⁴ Thus, in CBO's view, there is a two-thirds chance that the average growth rate of real GDP will be between 0.7 percent and 3.2 percent over the next five years (see Figure 2-12). Similarly, CBO's forecast errors for inflation over five-year periods (as measured by the CPI-U) have a standard deviation of 1.5 percentage points, which suggests that there is a

24. For more on the inherent uncertainty underlying economic forecasts, see Congressional Budget Office, *CBO's Economic Forecasting Record: 2015 Update* (February 2015), www.cbo.gov/publication/49891.

Figure 2-12.

The Uncertainty of CBO's Projection of Real GDP

Trillions of 2009 Dollars



In CBO's baseline projections, real GDP grows at an average annual rate of 2.0 percent over the 2016–2020 period—but there is a two-thirds chance that the growth will be between 0.7 percent and 3.2 percent.

Sources: Congressional Budget Office; Bureau of Economic Analysis.

The shaded area around CBO's baseline projection of real GDP (that is, nominal GDP adjusted to remove the effects of inflation) is one way of illustrating the uncertainty of that projection. The area is based on the errors in CBO's one-year through five-year projections from 1976 through 2015. To construct the area, CBO used values that were one standard deviation above and below its baseline projection for each of the years from 2016 through 2020. In other words, there is a two-thirds chance that real GDP will turn out to be within that area in each year.

Data are annual. Values from 1980 through 2015 (the thin line) reflect revisions to the national income and product accounts that the Bureau of Economic Analysis released on July 29, 2016. Values from 2015 through 2020 (the thick line) reflect the data available and projections made before July 29.

GDP = gross domestic product.

two-thirds chance that inflation will average between 0.6 percent and 3.6 percent over the next five years.

Uncertainty From 2021 Through 2026

The factors that will determine the economy's output later in the coming decade are also uncertain. For example, if the labor force grew more quickly than expected—say, because older workers chose to stay in the labor force longer than expected—the economy could grow considerably more quickly than it does in CBO's projections. The natural rate of unemployment could be lower than expected, or productivity could grow more rapidly; those developments would likewise make the economy grow more quickly. By contrast, the economy could grow more slowly than expected—for instance, if the growth rate of labor productivity did not increase from its postrecession level, as it does in CBO's projections.

The recent rise in income inequality adds to uncertainty about output. Economists' findings about how income inequality affects economic growth have been mixed:

Some studies conclude that it raises growth, others that it slows growth, and still others that it has no effect. Economists continue to study the issue, and CBO will update its analysis if research yields a more definitive conclusion. In the meantime, CBO's projections include effects of income inequality only implicitly—that is, to whatever extent past changes in inequality have affected economic growth.

Comparison With CBO's January 2016 Projections

In two important respects, CBO's current economic projections differ from those that it issued in January 2016 (see Table 2-4). First, CBO expects real GDP and real potential GDP in 2026 to be 1.6 percent lower than was projected in January. Second, CBO expects interest rates in 2026 to be lower than previously projected—short-term rates by 0.4 percentage points and long-term rates by 0.5 percentage points. Other changes to CBO's projections are modest.

4

7

Table 2-4.

Comparison of CBO's Current and Previous Economic Projections for Calendar Years 2016 Through 2026

	2016	2017	2018	Annual Average		
				2016–2020	2021–2026	2016–2026
	Percentage Change From Fourth Quarter to Fourth Quarter					
Real GDP ^a						
August 2016	2.0	2.4	2.1	1.9	2.0	2.0
January 2016	2.7	2.5	2.1	2.2	2.0	2.1
Nominal GDP						
August 2016	3.5	4.3	3.9	3.8	4.0	3.9
January 2016	4.3	4.4	4.0	4.1	4.1	4.1
PCE Price Index						
August 2016	1.5	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9
January 2016	1.5	2.0	2.0	1.9	2.0	1.9
Core PCE Price Index ^b						
August 2016	1.8	1.9	2.0	1.9	2.0	2.0
January 2016	1.6	1.9	2.0	1.9	2.0	1.9
Consumer Price Index ^c						
August 2016	1.8	2.3	2.3	2.2	2.4	2.3
January 2016	1.7	2.4	2.4	2.3	2.4	2.3
Core Consumer Price Index ^b						
August 2016	2.3	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3
January 2016	2.0	2.2	2.3	2.2	2.3	2.3
GDP Price Index						
August 2016	1.5	1.8	1.8	1.8	2.0	1.9
January 2016	1.6	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0
Employment Cost Index ^d						
August 2016	2.8	3.1	3.3	3.1	3.1	3.1
January 2016	2.9	3.3	3.4	3.2	3.2	3.2
Real Potential GDP						
August 2016	1.5	1.6	1.7	1.7	2.0	1.8
January 2016	1.6	1.7	1.9	1.9	2.0	2.0
Annual Average						
Unemployment Rate (Percent)						
August 2016	4.8	4.5	4.6	4.7	4.9	4.8
January 2016	4.7	4.4	4.6	4.7	5.0	4.9
Interest Rates (Percent)						
Three-month Treasury bills						
August 2016	0.3	0.7	1.4	1.5	2.8	2.2
January 2016	0.7	1.6	2.5	2.3	3.2	2.8
Ten-year Treasury notes						
August 2016	1.8	2.3	2.8	2.7	3.6	3.2
January 2016	2.8	3.5	3.8	3.7	4.1	3.9
Tax Bases (Percentage of GDP)						
Wages and salaries						
August 2016	44.3	44.4	44.4	44.3	44.3	44.3
January 2016	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9	43.9
Domestic economic profits						
August 2016	8.7	8.4	8.2	8.1	7.3	7.7
January 2016	8.7	8.6	8.3	8.3	7.5	7.8

Source: Congressional Budget Office.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

a. Nominal GDP adjusted to remove the effects of inflation.

b. Excludes prices for food and energy.

c. The consumer price index for all urban consumers.

d. The employment cost index for wages and salaries of workers in private industries.

7

Revisions to Projected Output

CBO's lower estimates of economic output reflect new economic data, analysis, and developments that occurred between late December 2015 (when the agency completed its January forecast) and early July 2016 (when the agency completed its current forecast). The largest revision was to CBO's estimate of potential output during the 2016–2026 period. The agency also lowered its estimate of output growth over the next few years.

Growth in Potential Output. In CBO's current projections, the growth of real potential GDP is about 0.1 percentage point per year lower, on average, than it was in the January projections. The downward revision stemmed from slower projected growth in the potential labor force (which is discussed below in "Revisions to Labor Market Projections"), in potential TFP, and in capital services in the nonfarm business sector.

CBO still expects potential TFP growth in the nonfarm business sector to quicken from its unusually slow pace of 0.8 percent since 2008, but the agency now expects it to reach an average pace of about 1.2 percent per year during the 2021–2026 period, down from the nearly 1.4 percent that was projected in January. Over the entire 2016–2026 period, CBO now projects that potential TFP will grow at an annual average rate of 1.1 percent, down from the previous projection of 1.2 percent.

Most of the revision to potential TFP reflects newly released data that indicate significantly weaker growth during late 2015 and early 2016 than CBO had previously expected. As a result, CBO now projects that TFP growth will begin to recover later, and end up lower, than it projected in January.

In addition, CBO made two changes to its method of estimating potential output that had a modest effect on projected potential TFP. First, to estimate underlying trends in key economic variables—that is, trends excluding the effects of business cycle fluctuations—CBO now uses its primary measure of labor market slack, the employment shortfall, rather than the difference between the actual and natural rates of unemployment. That change suggests slightly slower growth of potential TFP. Second, CBO reassessed the relative contributions of labor and capital services to output to make them more consistent with recent trends and the estimates of other leading researchers.

That change likewise suggests that potential TFP will grow less than CBO expected in January.

CBO made several changes that lowered its projection of capital services, on net. One, the slower projected growth in potential TFP, reduced estimated demand for capital goods and hence the growth of capital services. That effect is responsible for much of the decline since January in the projected growth of capital services over the 2021–2026 period. Another change also slightly reduced the projected growth of capital services—modestly lower projected growth in the potential number of hours worked in the nonfarm business sector. Two further changes that affect capital services offset each other. CBO projects more federal borrowing than it did in January, which would crowd out funds available for private investment and thus dampen the growth of capital services; but it also projects less demand for investment overseas, which would lead to more net inflows of foreign financial capital to the United States, offsetting the crowding-out effect on private investment of the increased federal borrowing.

Growth in Output From 2016 to 2020. Surprisingly weak growth in output since late 2015 led CBO to reassess the economy's underlying momentum. As a result, the agency reduced its projections of growth in output over the next few years. CBO currently projects that real GDP will grow by 1.9 percent per year, on average, from 2016 through 2020; in January, the projection was 2.2 percent. That change reflects a downward revision to the average projected growth rate of consumer spending over the period, a revision that was made because CBO now expects income to grow more slowly over the next few years than it did in January. Furthermore, business fixed investment has grown at a surprisingly weak pace in recent quarters, which has contributed to a lower projection for the growth of investment during this year. CBO also revised upward its projections of net exports for the 2016–2020 period, but that revision was not large enough to offset the other reductions; in fact, it was mainly attributable to the downward revision in GDP growth, which slows projected growth in demand for imports.²⁵ And CBO slightly revised upward the

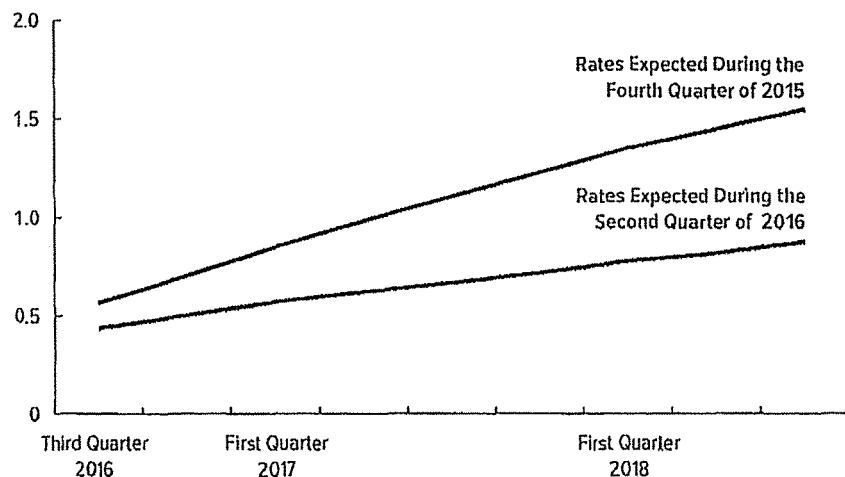
25. CBO also accounted for the United Kingdom's vote to leave the European Union, which is expected to affect net exports in the United States through an expected strengthening of the dollar over the next few quarters. The effect is projected to be slight, however.



Figure 2-13.

Expectations in the Futures Market for the Federal Funds Rate

Percent



Participants in the futures market for the federal funds rate have reduced their expectations for that rate since the fourth quarter of 2015.

Source: Congressional Budget Office, using data from Bloomberg.

The federal funds rate is the interest rate that financial institutions charge each other for overnight loans of their monetary reserves.

Data are quarterly averages derived from monthly futures prices.

projected growth of government consumption and investment over the 2016–2020 period.

Revisions to Projected Interest Rates

CBO anticipates that interest rates will be significantly lower, on average, over the coming decade than it projected in January. In CBO's projections for 2016 through 2020, the interest rate on 3-month Treasury bills is 0.8 percentage points lower, on average, than it was in January, and the rate on 10-year Treasury notes (which is partly determined by the expected future rates for 3-month bills) is 1 percentage point lower, on average. From 2021 through 2026, the projections of those two rates are 0.4 percentage points lower and 0.5 percentage points lower, on average, than they were in January.

The revisions for the 2016–2020 period reflect recent economic data and events that point to slower domestic and foreign GDP growth than was expected in January. The growth of real U.S. GDP during the first half of 2016 was slower than CBO and many analysts had expected. That slower growth, coupled with uncertainty about the effects of the United Kingdom's vote to leave the European Union, led CBO to expect that the Federal Reserve would raise the federal funds rate more slowly than projected in January. Probably for similar reasons,

participants in the market for federal funds futures have substantially reduced their expectations for the rise in the federal funds rate as well (see Figure 2-13). Federal Reserve officials and private-sector forecasters have also lowered their projections of the federal funds rate.

As a result of its revision to the projected federal funds rate, CBO revised downward its projections for the interest rates on 3-month Treasury bills and, to a smaller degree, on 10-year Treasury notes over the next several years. In addition, CBO considered the impact of low foreign interest rates, which have made U.S. Treasury securities an attractive investment to a greater degree than CBO projected in January. CBO expects that added demand to dampen the rise in interest rates through 2020.

The revisions for the 2021–2026 period primarily reflect upward revisions to the agency's projections of two of the factors that affect interest rates over the longer run—the added return that investors require for holding risky assets, and net inflows of capital from other countries. In CBO's assessment, a higher-than-expected premium on risky assets has partly accounted for the surprisingly low rate of interest so far this year. When that premium is high, it increases relative demand for Treasury securities,

boosting their prices and thereby lowering their interest rates. The agency anticipates that the higher-than-expected premium will persist to some extent through 2026. CBO's higher projection of net inflows of capital from other countries (measured as a percentage of GDP) is the result of the agency's expectation that foreign economies will grow more slowly than was projected in January. Larger net inflows of capital would make more funds available for borrowing and thus reduce interest rates in the United States.

In addition to lowering its projections of short-term and long-term interest rates, CBO lowered its projection of the term premium. The term premium during the 2021–2026 period, calculated as the difference between the 10-year rate and the 3-month rate, fell from 0.9 percentage points in CBO's January forecast to 0.8 percentage points in the current projection. That downward revision was based on an analysis of the relationship over the past two decades between rates of return on Treasury securities and rates of return on equities in the United States, as well as on an analysis of the factors underlying the surprisingly low level of interest rates since January. As in January, CBO expects some of the factors currently suppressing the term premium to dissipate over the 2016–2020 period, but it does not expect the term premium to reach the levels that it achieved before the late 1990s. That is mainly because CBO expects investors to keep wanting Treasury securities as protection against adverse economic outcomes and unexpectedly low inflation. CBO expects those factors to lead to greater demand for long-term securities than it did in January.

Revisions to Labor Market Projections

Since January, CBO has lowered its projections of the labor force participation rate, and consequently of the size of the labor force, for most of the years through 2026. For the next two years, however, CBO projects that the labor force participation rate will be about two-tenths of a percentage point higher than was projected in January. That upward revision reflects recently released data showing that participation was slightly higher than CBO projected earlier in the year; CBO expects the recent uptick to persist for the next two years. After 2018, however, CBO's projection of the labor force participation rate is roughly one-third of a percentage point lower than it was in January. That change is due to a downward revision to the estimated potential labor force participation rate over

that period: After reassessing trends, CBO revised downward the expected long-term participation of less educated workers and young workers.

CBO's current projection of the unemployment rate between 2021 and 2026 is slightly lower than it was in January, the result of a downward revision to the natural rate of unemployment from 2015 through 2026. That revision, in turn, was made after CBO more carefully assessed how demographic trends have affected that rate. The share of younger workers in the working-age population has declined over the past two decades; less educated workers have been participating in the labor market at lower rates; and younger workers and less educated workers are more likely to be unemployed than older workers and workers with more education. CBO expects those trends to persist over the next decade. Consequently, the agency has reduced its estimate of the economywide natural rate of unemployment by one-tenth of a percentage point from 2015 through 2026, so that the rate reaches 4.7 percent in 2026. That revision led CBO to lower its estimate of the unemployment rate in 2026 from 5.0 percent to 4.9 percent.

CBO's current projection of growth in nonfarm payroll employment during most of the 2016–2026 period is lower than it was in January. That revision results in modestly lower projected growth in the potential number of hours worked in the nonfarm business sector. The revision stems from the downward revision in projected GDP growth, because slower growth in GDP implies slower growth in demand for labor and employment.

Revisions to Projected Inflation

CBO projects that consumer price inflation through 2026 will be very similar to what was projected in January. Core inflation is expected to be slightly higher in 2016 than it was in CBO's January projection, largely because of faster expected growth in housing costs throughout the year. However, the current projection of overall inflation in consumer prices in 2016 is roughly the same as the one in the January forecast, because lower projections of food and energy prices offset the higher projection of housing costs. Inflation as measured by the GDP price index is expected to be slightly lower in the second half of 2016, in 2017, and in 2018 than CBO expected in January, largely because of lower-than-expected growth in the price of U.S. exports. CBO's projections of inflation in later years have changed little since January.

Comparison With Other Economic Projections

The agency's projections of the growth of real GDP, the unemployment rate, inflation, and interest rates in 2016 and 2017 are generally similar to the *Blue Chip* consensus—the average of roughly 50 forecasts by private-sector economists that was published in the August 2016 *Blue Chip Economic Indicators*. CBO anticipates a slightly stronger economy in the short run, projecting real GDP growth that is higher than the middle two-thirds of *Blue Chip* forecasts for 2016 and that is at the top of that two-thirds span for 2017 (see Figure 2-14). The agency also expects a slightly stronger labor market, projecting an unemployment rate in both years that is lower than the *Blue Chip* consensus but within the middle two-thirds of the forecasts. CBO's projections of the interest rates on 3-month Treasury bills and on 10-year Treasury notes also fall within the middle two-thirds of the *Blue Chip* forecasts.

CBO projects faster growth of real output over the coming year than do most of the Federal Reserve

officials whose forecasts were reported at the June 2016 meeting of the Federal Open Market Committee (see Figure 2-15). The Federal Reserve reports three sets of forecasts: a median, a range, and a central tendency. The median is calculated from forecasts made by the members of the Board of Governors of the Federal Reserve System and the presidents of the Federal Reserve Banks. The range is based on the highest and lowest of those forecasts. The central tendency is the range without the three highest and three lowest projections. CBO's projections of the growth of real GDP are within the central tendency in 2016 and 2018 and slightly above it in 2017. CBO's projections of the unemployment rate and inflation are within the central tendency in all three years.

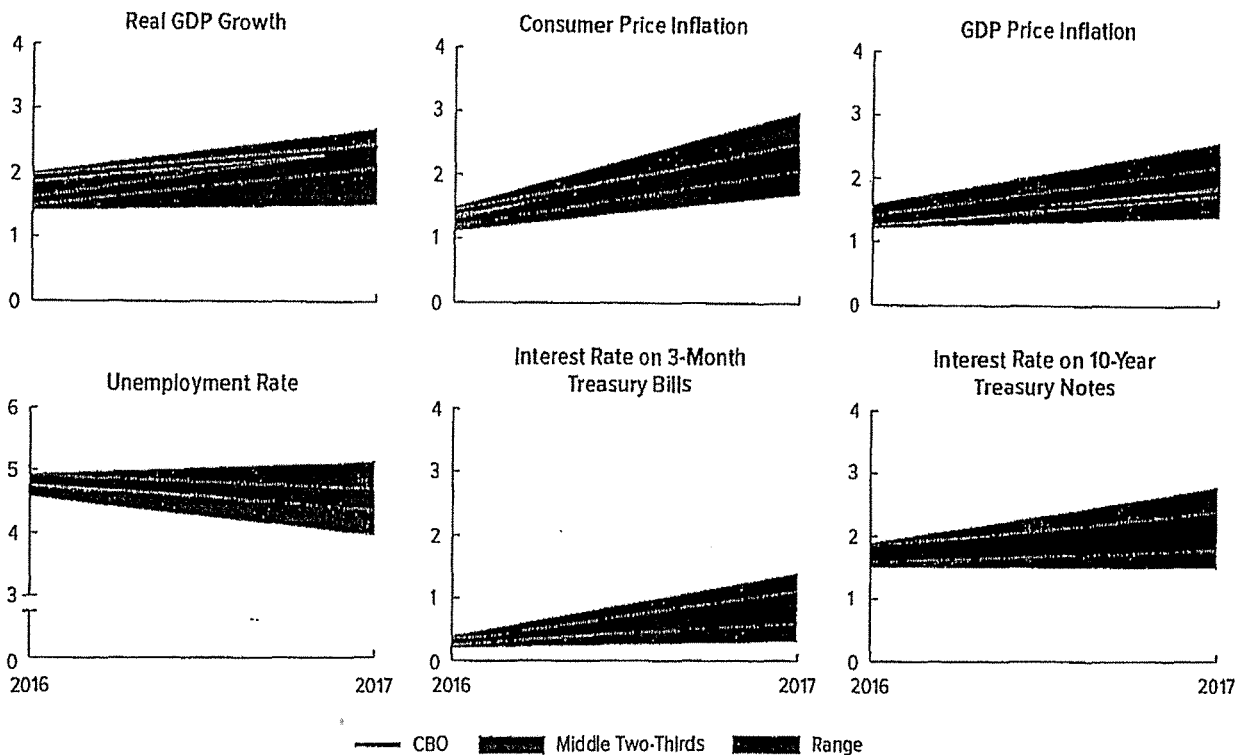
CBO's projections probably differ from those of the other forecasters at least partly because of differences in the economic news available when the forecasts were completed and differences in the economic and statistical models used. In addition, other forecasters may be assuming changes in federal policies that are not included in CBO's projections, which are based on current law.

Figure 2-14.

Comparison of Economic Projections by CBO and *Blue Chip* Forecasters

CBO's projections are generally similar to those by *Blue Chip* forecasters, although CBO projects faster growth of real GDP this year and next.

Percent



Sources: Congressional Budget Office; Wolters Kluwer, *Blue Chip Economic Indicators* (August 10, 2016).

The full range of forecasts from the *Blue Chip* is based on the highest and lowest of the roughly 50 forecasts. The middle two-thirds of that range omits the top one-sixth of the forecasts and the bottom one-sixth.

Real GDP is the output of the economy adjusted to remove the effects of inflation. Consumer price inflation is calculated with the consumer price index for all urban consumers. Real GDP growth and inflation rates are measured from the average of one calendar year to the next.

The unemployment rate is a measure of the number of jobless people who are available for work and are actively seeking jobs, expressed as a percentage of the labor force. The unemployment rate and interest rates are calendar year averages.

Data are annual.

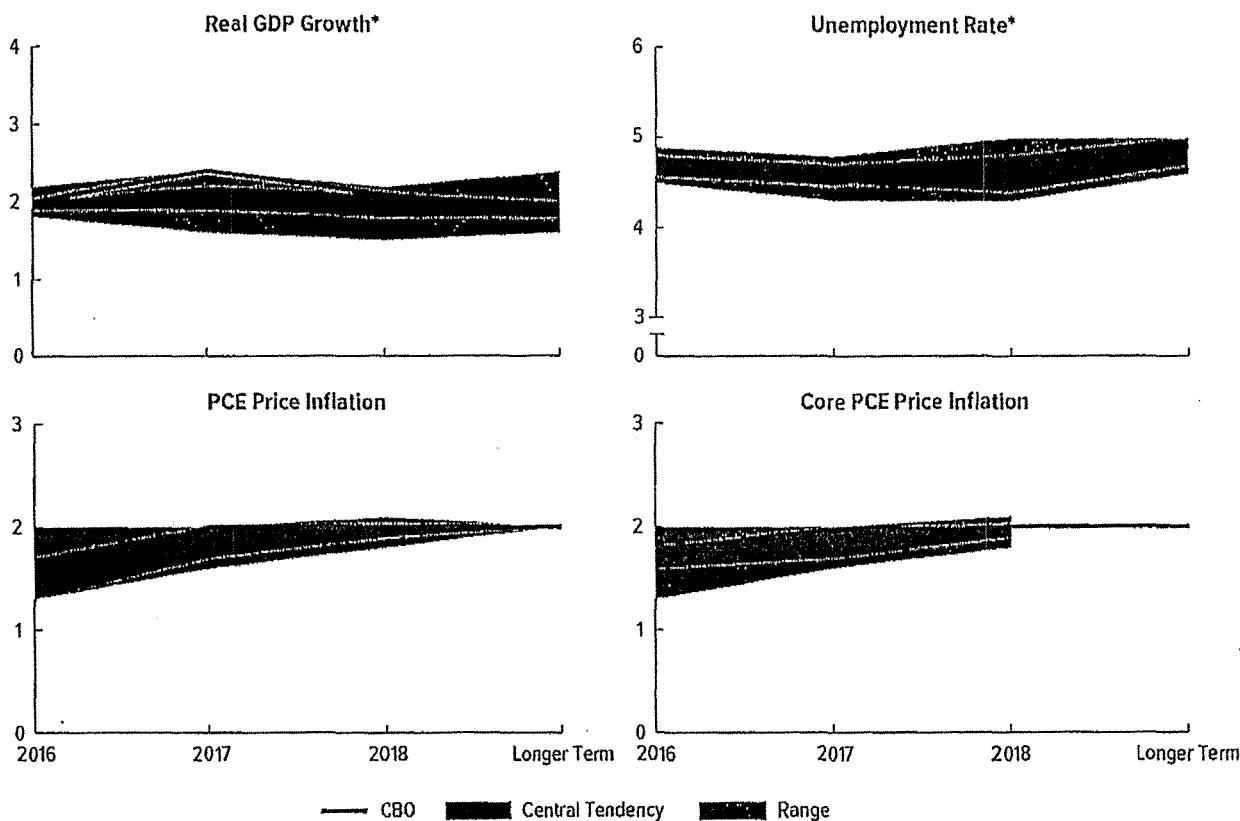
GDP = gross domestic product.

Figure 2-15.

Comparison of Economic Projections by CBO and Federal Reserve Officials

CBO's projections of real GDP growth, the unemployment rate, and inflation are generally within the central tendency of forecasts by Federal Reserve officials.

Percent



Sources: Congressional Budget Office; Board of Governors of the Federal Reserve System, "Economic Projections of Federal Reserve Board Members and Federal Reserve Bank Presidents, June 2016" (June 15, 2016), <http://go.usa.gov/xTAWW> (PDF, 165 KB).

The full range of forecasts from the Federal Reserve is based on the highest and lowest of the 17 projections by the Board of Governors and the president of each Federal Reserve Bank. The central tendency is that range without the 3 highest and 3 lowest projections—roughly speaking, the middle two-thirds of the range.

For CBO, longer-term projections are values for 2026. For the Federal Reserve, longer-term projections are described as the value at which each variable would settle under appropriate monetary policy and in the absence of further shocks to the economy.

Real GDP is the output of the economy adjusted to remove the effects of inflation.

The unemployment rate is a measure of the number of jobless people who are available for work and are actively seeking jobs, expressed as a percentage of the labor force.

The core PCE price index excludes prices for food and energy.

Data are annual. Real GDP growth and inflation rates are measured from the fourth quarter of one calendar year to the fourth quarter of the next. The unemployment rate is a fourth-quarter value.

GDP = gross domestic product; PCE = personal consumption expenditures.

[*Data for longer-term values corrected on August 24, 2016]

ANEXO 10 – Proyecto de Presupuesto de la Administración Nacional 2017.

COMUNICADO DE PRENSA
ASPECTOS RELEVANTES DEL PROYECTO DE
PRESUPUESTO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL 2017
CONTENIDO

1. Introducción
2. Los supuestos macroeconómicos
3. La estimación de recursos tributarios
4. El gasto público
5. El Presupuesto de la Administración Nacional
6. El Presupuesto del Sector Público Nacional

1. Introducción

Las prioridades de las políticas públicas que se están incluyendo en el Presupuesto de la Administración Pública Nacional para el Ejercicio 2017 responden a los lineamientos del Plan de Gobierno sostenido por el proyecto político que conduce la acción del ESTADO NACIONAL desde el inicio del actual período presidencial, en diciembre de 2015. Con estas políticas se busca generar las condiciones necesarias para lograr el desarrollo del país a través de la generación de empleo y la reducción de la pobreza; reforzar la legislación y tomar las medidas necesarias para combatir el narcotráfico y mejorar la seguridad de los ciudadanos; y fortalecer las instituciones republicanas y la convivencia ciudadana a través de reformas que aumenten la transparencia, la independencia y la búsqueda de consensos en los poderes del Estado. Los múltiples objetivos de gobierno se alcanzarán a partir de programas que pueden atravesar el presupuesto de más de una jurisdicción.

Las políticas presupuestarias para el Ejercicio 2017 referidas a la política social, seguirán siendo la prioridad del Gobierno Nacional, con el objetivo de **avanzar hacia "Pobreza Cero"**. Para esto, se seguirá extendiendo la asistencia del Estado y ampliando el alcance de sus políticas sociales. Las mismas se ven concretadas, tanto a través de subsidios directos como asignaciones familiares, pensiones no contributivas, becas y otras asistencias, como por intermedio de subsidios indirectos, especialmente en materia de transporte, energía y gas, que se traducen en menores tarifas para los usuarios.

Uno de los focos principales de los esfuerzos del Gobierno Nacional continuará siendo el **apoyo a la niñez**. El Plan Nacional de Primera Infancia, lanzado a principios de 2016 por el Gobierno Nacional, busca asegurar el crecimiento y el desarrollo saludable de los niños y niñas de 45 días a 4 años y combatir la desnutrición infantil. Para ello, se puso en marcha la apertura de Centros de Primera Infancia en distintas ciudades del país y Espacios de Prevención y Atención para la Desnutrición en el norte del país. Los Espacios de Primera Infancia están destinados a la estimulación temprana y el cuidado de los chicos. Para que los niños puedan continuar con su desarrollo es fundamental que ingresen al sistema educativo desde sus primeros años. Estadísticas del Censo 2010 indican que existen en la REPÚBLICA ARGENTINA 638.000 niños y niñas de 3 a 5 años sin escolarizar. Para ello, la universalización de la educación desde los 3 años es un paso importante para la inclusión de los niños al sistema educativo, cuyo primer paso significativo ocurrirá en el Ejercicio 2017. En esta dirección, se buscará avanzar en la construcción de 3.000 jardines para el año 2019. Se priorizará también la Educación primaria y secundaria, por considerarla la mejor manera de igualar oportunidades. Por ello se incluye en el presupuesto la mejora de la calidad y el acceso a la educación en toda la REPÚBLICA ARGENTINA.

La Asignación Universal por Hijo (AUH) continuará siendo la garantía de un piso mínimo de ingreso para los niños de todo el país. Actualmente alcanza a 3,85 millones de niños y el Gobierno Nacional espera crecer en el tamaño de dicha cobertura. Distintos estudios estiman que existe alrededor de un millón de niños que, a pesar de cumplir con los requisitos legales, no perciben la AUH, por una variedad de razones. El ESTADO NACIONAL se ha comprometido a ir a buscar a estos niños y empezar a brindarles el beneficio que se merecen. En el caso de la Asignación Universal por Hijo (AUH) y por Embarazo (AUE) en diciembre de 2015 se agregó a la prestación un monto compensatorio por única vez de \$400. Asimismo, se otorgó en mayo de 2016 una suma de \$500. A partir de marzo de 2016 se permite la simultaneidad entre la AUH y otros programas provinciales y municipales.

Para los hijos de trabajadores con ingresos formales, la decisión del Gobierno Nacional es continuar la implementación de la expansión del régimen de **Asignaciones Familiares**. En el presente ejercicio se llevó la cobertura del Estado a más niños y nuevas familias. Todos los hijos de familias con ingresos de hasta 60.000 pesos mensuales pasaron a estar cubiertos por el régimen de Asignaciones Familiares, Asignación por Hijo con Discapacidad y Ayuda Escolar. La elevación del tope amplió la cantidad de niños que reciben Asignaciones Familiares a 4,1 millones de beneficios. Sumado a esto, la incorporación de los trabajadores temporarios a este régimen permite que los hijos de 200.000 trabajadores puedan estar cubiertos a lo largo de todo el año más allá de los meses en los que estén en actividad. Esto implica que para sus hijos el piso mínimo de ingreso está garantizado más allá de que durante algunos meses no presenten actividad laboral. Por otro lado, en otro paso hacia el Ingreso Universal a la Niñez, los hijos de Monotributistas también fueron incluidos en las Asignaciones Familiares. Son 514.000 niños y sus familias que a partir de ahora están comprendidos en la cobertura del Estado.

Los programas de transferencia de ingresos continuarán siendo una herramienta esencial para el combate de la pobreza y asegurar un ingreso mínimo a quienes más lo necesitan. Así como se sostiene y amplía el alcance de la Asignación Universal por Hijo, también continúan programas precedentes de transferencia de ingresos como "Argentina Trabaja" y "Ellas Hacen". En el caso de los programas Argentina Trabaja y Ellas Hacen y las Pensiones no Contributivas (PNC) se incrementó un 20% los montos de los beneficios, como así también, los programas de empleo ejecutados por el Ministerio de Trabajo, Empleo y



Seguridad Social. Los beneficiarios de PNC recibieron asimismo una suma de \$500 en mayo de 2016. El principal criterio para el desarrollo de políticas sociales es orientar los esfuerzos del ESTADO NACIONAL hacia aquellos sectores que más lo necesiten. En ese sentido, la sanción por Ley de la Devolución del IVA para Jubilados, Pensionados y Beneficiarios de Asignación Universal por Hijo y por Embarazo, destina la ayuda del Estado específicamente a los sectores de menores recursos, con su consiguiente esfuerzo presupuestario.

En materia previsional, el Estado se ha comprometido en 2016 a un esfuerzo histórico de reparación, al determinarse a culminar con la estafa de décadas que distintas administraciones venían haciendo con generaciones de jubilados. El Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados saldará las deudas con los jubilados que tengan o no reclamos sobre la liquidación de sus haberes, actualizará los haberes jubilatorios de más de dos millones de jubilados y pensionados y calculará de una manera más ventajosa los haberes de los nuevos jubilados.

Por otra parte, el salario mínimo establecido en el marco del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo Vital y Móvil, recibirá un incremento del 33% en tres etapas: del valor inicial en 2016 de \$6.060 pasará a \$6.810 en junio, a \$7.560 en septiembre y a \$8.060 a partir del mes de enero de 2017. Esto lleva la pauta mínima salarial que debe percibir un trabajador en la REPÚBLICA ARGENTINA por una jornada de 8 horas a \$8.060 en un proceso incremental gradual iniciado en junio de 2016. En este sentido, el Estado dispone también de herramientas para acompañar a los trabajadores en la transición entre un empleo y otro. Una de ellas es el Seguro de Desempleo, que después de la actualización realizada en 2016, la primera en 10 años, tuvo un incremento del 650%, pasando a partir de junio la prestación máxima de \$400 a \$3.000.

En el camino para que cada familia pueda acceder a una vida digna se contempla en la elaboración del presupuesto para el siguiente ejercicio el desarrollo del Plan Nacional de Vivienda. En este marco, el objetivo es ofrecer una solución para cada tipo de familia, desde las más vulnerables hasta las de clase media. El plan prevé la construcción de 120.000 viviendas y la entrega de 175.000 créditos subsidiados, que incluyen los créditos de PROCREAR, en los próximos tres años. También se contempla la urbanización de asentamientos, la entrega de microcréditos para refacciones y la escrituración de viviendas para aquellas familias que cuentan con su casa no con el título de propiedad. Se trata de un proyecto que abarcará todo el período de la gestión con avances constantes en todo el país.

Otra de las inversiones orientadas a mejorar la calidad de vida de las personas tiene que ver con el acceso a los servicios básicos. El presupuesto 2017 contempla el desarrollo del Plan Nacional de Agua, que en el período 2016-2019 busca extender las redes de cloacas y agua potable a todo el país. Se trata de una iniciativa que al mismo tiempo implica la generación de 500.000 puestos de trabajo distribuidos en toda la geografía nacional. Como se mencionó anteriormente, a la hora de administrar el presupuesto la prioridad es orientar los aportes del Gobierno Nacional a quienes más lo necesitan. Es por eso que la Tarifa Social Federal orienta los subsidios al transporte, el agua, el gas y la electricidad a aquellas personas vulnerables o de escasos recursos en lugar de destinarlos a las empresas proveedoras de dichos servicios.

El cuidado de la salud es un aspecto fundamental del desarrollo humano. Es por eso que en la elaboración del presupuesto para el Ejercicio 2017 se prevén fondos para desarrollar acciones y proyectos orientados a los tres ejes centrales del área, que son garantizar el acceso a los servicios esenciales de salud a toda la población, mejorar la eficiencia del sistema de salud optimizando e integrando a los distintos subsectores para reducir la segmentación y la fragmentación, y asegurar altos estándares de calidad en la provisión de servicios de salud. Durante el Ejercicio 2017, se espera la ampliación de la Cobertura Universal de Salud, que dará paulatinamente cobertura formal de salud a los 15 millones de argentinos que hoy no tienen otro tipo de cobertura que no sea la pública. La Cobertura Universal de Salud reorganizará el sistema de salud para hacer de éste uno más armónico y eficiente, y que permita brindar medicamentos y servicios de calidad a los que más los necesitan, sin pasar por dificultades financieras.

Con el Plan Belgrano, buscamos saldar la deuda histórica que el país tiene con las provincias del norte, llevando adelante el plan social, productivo y de infraestructura más ambicioso de la historia argentina. En el marco del Plan, invertiremos en obras de infraestructura de transporte, reactivando los Ferrocarriles Belgrano y Mitre y recuperando el transporte de pasajeros, transformando en autopistas las rutas 9 y 34 y repavimentando y realizando obras en cientos de kilómetros de rutas nacionales. Vamos a conectar a las redes de agua potables y de gas a 1,7 millones de hogares en los próximos tres años. También, en el marco de nuestro objetivo de Pobreza Cero, se construirán Espacios de Primera Infancia y jardines de infantes en las diez provincias del norte, así como viviendas sociales.

En cuanto a las políticas presupuestarias para el Ejercicio 2017 referidas a la política energética, ésta requiere importantes inversiones tanto públicas como privadas. El país enfrenta una situación compleja

desde el punto de vista energético. Actualmente, casi un tercio de la demanda de energía en el país debe ser satisfecha a través de importaciones. El objetivo de la administración actual es alcanzar la seguridad energética. Esto significa tener la posibilidad de acceder a energía variada, disponible, a precios razonables pero a la vez con una matriz energética que contribuya a mitigar el impacto de la acción humana en el cambio climático. En esta línea, en 2016 se reglamentó la Ley N° 27.191, que aumenta paulatinamente los objetivos de participación de las energías renovables en la matriz energética argentina hasta llegar a un 20% en el año 2025. En este marco, se lanzó el programa RenovAr, que comprende un conjunto de incentivos para la diversificación de la matriz energética. Entre ellas, exenciones impositivas y la creación de un Fondo de Desarrollo de Energías Renovables (FODER).

Otro componente importante de la política energética que el Gobierno está llevando adelante es la reasignación de subsidios y una reestructuración del sistema de precios. Por un lado, se inició un progresivo paso, de subsidiar a la oferta a subsidiar a la demanda. Hasta 2016, los subsidios eran asignados de forma indiscriminada y costosa para el Estado. La política de precios artificialmente bajos para el consumo de energía había generado un gran aumento en el consumo y una caída en la producción. Con la reasignación de subsidios y la reestructuración del sistema de precios se apunta a que reciban los subsidios quienes no pueden pagar por el servicio, a brindar estímulo a la inversión en generación y distribución de energía y a generar conciencia sobre el valor real de la energía, a fin de alentar su ahorro.

La reforma en el cuadro tarifario forma parte de un proceso transitorio iniciado en 2006, con la renegociación de contratos de servicios públicos. Los marcos regulatorios de gas y electricidad, cuyo cumplimiento era muy precario hasta el cambio de gobierno, implican la necesidad de una reforma integral de los esquemas tarifarios, que fue compromiso del Gobierno llevar a cabo durante 2016. Las reformas transitorias iniciadas en estos meses sobre el cuadro tarifario ponen especial cuidado en proteger a la población más vulnerable de los aumentos en los precios de los servicios. De esta forma, 3,2 millones de hogares reciben la tarifa social de electricidad y 3,9 millones tienen acceso a la de gas, por vía del subsidio al gas natural de red o del gas licuado de petróleo en garrafas.

Uno de los pilares de la política pública de este gobierno es la inversión en el **sistema de transporte**. Durante el año 2016 se reactivaron grandes proyectos de infraestructura vial poniendo de manifiesto la importancia que tiene para el Gobierno Nacional la inversión en infraestructura, factor fundamental para mejorar la competitividad de la economía, alentar su crecimiento y la generación de empleo y oportunidades productivas. En materia de infraestructura de transporte, nuestro país arrastra una desinversión de mucho tiempo, que se evidenció en crecientes costos para la logística de la producción de las economías regionales, y una creciente incidencia de los siniestros viales. El Gobierno se puso como meta construir 2.800 kilómetros de autopistas en cuatro años, lo cual significa duplicar en cuatro años la extensión de autovías en el país, y mejorar el estado de decenas de miles de kilómetros de rutas en situación precaria.

El Gobierno también planea mejorar el servicio de transporte de pasajeros urbano, lo cual implica un caudal significativo de inversión pública en infraestructura. En lo que hace a los ferrocarriles urbanos, se diseñó un plan de mejora que comprende una batería de inversiones. Se planificaron cambios en el tendido vial, el señalamiento, la accesibilidad de estaciones, electrificación de ramales diesel y renovación de flotas. Además, se lanzó uno de los planes de infraestructura urbana más importantes de que se tenga registro: la Red de Expresos Regionales, que agilizará el transporte de millones de pasajeros y descomprimirá el tránsito en superficie. Las obras de transporte de pasajeros urbanos también incluirán intervenciones en corredores importantes de tránsito en el conurbano bonaerense. Se repararán calzadas para mejorar la circulación de colectivos, se implantarán refugios seguros y veredas para mejorar su espera, se mejorará la iluminación en estos corredores y se pavimentarán todas las calles de tierra por donde aún circulan colectivos. Estas intervenciones, en un total de 45,8 kilómetros, tendrán lugar en 10 municipios bonaerenses. También se inició un ambicioso plan de inversiones en el Ferrocarril Belgrano Cargas, para reducir los altos costos de transporte que enfrentan las economías regionales del Norte argentino. El transporte es un área donde la inversión pública incide de forma directa sobre la competitividad, el crecimiento de la economía y el desarrollo del país. Tras años de desinversión, el plan de inversiones en transporte que diseñó el Gobierno Nacional supone un gran flujo de recursos hacia un sector clave.

En relación con la obra pública y vivienda, a los efectos de lograr el acceso a una vivienda digna a la población, se prevé fomentar políticas de construcción de viviendas, diseño de programas de créditos hipotecarios, que no necesariamente tendrán costo presupuestario. Paralelamente se continuará el Programa PROCREAR con los ajustes necesarios para lograr una mayor eficiencia del mismo.

La política de desarrollo económico tiene uno de sus focos principales en la apuesta por las pequeñas y medianas empresas (PyMEs). Para ello se han tomado en el presente ejercicio una serie de medidas de alivio fiscal y a partir del 1° de junio de 2016, las PyMEs empezaron a liquidar el IVA cada 90 días en lugar de los 30 días habituales. Esto les permite tener una capital de trabajo extra de \$ 5.000 millones. De este

modo el 70% de las PyMEs pasaron a recibir en forma automática un certificado de no retención del IVA. Además se elevaron los umbrales de retención de IVA y ganancias que no se actualizaban desde el año 2000. Por otro lado las PyMEs pasaron a tener un plazo de 365 días para liquidación de divisas de exportación. Esta medida impactará directamente en las PyMEs agroexportadoras y en las economías regionales. Esto quiere decir que en apenas unos pocos meses esta administración ya se hizo más por las empresas pequeñas que en mandatos completos de administraciones anteriores. Además, el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) ideó la línea "Mi primer Crédito" para todas las PyMEs que nunca accedieron al financiamiento. La línea de inclusión financiera es para micro y pequeñas empresas y supone un monto disponible de casi \$ 7.000 millones. Además, el ESTADO NACIONAL quiere promover mediante un paquete legislativo la producción mediante la deducción del 8% de la inversión de las PyMEs sobre el impuesto a las ganancias con un tope del 2% de las ventas.

En la agroindustria apuntamos a reimpulsar un sector relegado durante muchos años, tanto por su importancia estratégica como por su capacidad de generar empleo. Tenemos como norte metas productivas hacia 2020 que apuntan a aumentar la productividad, la superficie y el stock radicalmente pasando a producir alimentos para 600 millones de personas, lo que a su vez implica un aumento de la producción de alimentos de un 2% anual. De este modo se busca fortalecer el crecimiento del sector en forma sostenible, asegurando el cuidado del capital natural, aumentando el valor agregado del sector, fomentando la instalación de nuevas industrias y posicionando a la REPÚBLICA ARGENTINA como proveedor confiable de productos y servicios agroindustriales. Además buscamos fomentar las economías regionales, contribuyendo al desarrollo local y a la seguridad alimentaria. Por eso se bajaron retenciones a distintos productos para favorecer las economías regionales y para impulsar la producción y la inversión genuina. Apuntamos a proteger la industria láctea, muy golpeada en estos años con el cierre de miles de tambos y por el límite a las exportaciones de la administración anterior que desfinanció el sector. También buscamos promover la industria de la carne. Durante años mientras que otros países se dedicaron a aumentar la producción y la exportación el país se estancó limitando sus exportaciones y reduciendo sus cabezas de ganado, perdiendo terreno en el mercado mundial frente a países como Brasil y Uruguay.

En el ámbito de la política de telecomunicaciones, presentamos el Plan Federal de Internet, que llevará internet de calidad a más de 1.100 localidades del país en un plazo de dos años, conectando a éstas localidades a través de ARSAT a la Red Federal de Fibra Óptica. De este modo, reduciremos la brecha digital entre los pequeños y grandes centros urbanos del país, y garantizaremos las mismas oportunidades a todos los argentinos para educarse, informarse y producir, incorporando las nuevas tecnologías.

El desarrollo de la ciencia y de la tecnología es una prioridad para los próximos años y por eso es que continuaremos fortaleciendo las políticas de innovación productiva y sustentable, con el objetivo de incrementar tanto la competitividad de nuestra economía como la calidad de vida de los argentinos. En esta dirección, buscaremos aumentar la transferencia de tecnología al sector productivo y social, así como fortalecer el sistema científico tecnológico. La iniciativa de Proyectos Estratégicos permitirá impulsar la investigación y desarrollo de proyectos en temáticas como las tecnologías satelitales, la urbanización de asentamientos, los superalimentos, la acuicultura y la agricultura de precisión. Con el Plan Espacial, vamos a fortalecer las actividades espaciales a través de la exploración y observación terrestre, el desarrollo de proveedores de componentes, la atracción de inversiones y la promoción de exportación de información satelital y satélites.

El Plan Nacional de Turismo es un aliado fundamental para alcanzar nuestro gran objetivo de la Pobreza Cero. En estos próximos 4 años buscamos crear 300 mil nuevos empleos y a trabajar para que la REPÚBLICA ARGENTINA se convierta en el principal destino turístico de la región. Vamos a impulsar sitios no tradicionales que tienen un enorme potencial. Lugares que son una gran oportunidad para miles de familias que pueden vivir del turismo. Pero para que el turismo pueda seguir expandiéndose no solo debemos generar el clima necesario para que continúen las inversiones privadas sino también contribuir desde el Estado a construir mejores rutas, trenes, accesos, e infraestructura en general.

La lucha contra el narcotráfico es un eje de la política de seguridad y se prevén en el presupuesto importantes inversiones en prevención y seguridad. En este sentido se busca mediante acciones como el programa "barrios seguros", cuyo objetivo principal consiste en reducir presencia de la criminalidad y la violencia en los barrios, distintas coordinaciones a nivel nacional, local y con otros poderes del Estado mediante articulación interministerial para la prevención. Además, otro factor importante es el mercado y el desarrollo económico en estos barrios postergados. Por eso habrá un abordaje desde el mercado de trabajo, desde el sistema educativo y con acuerdos con el mercado. La intervención se dará en tres etapas: diagnóstico y planificación estratégica, intervención y permanencia. Y a los seis meses se retirarán las fuerzas policiales y de seguridad y se transferirá el programa al ámbito provincial. La intervención se dará en 100 barrios en todo el país.

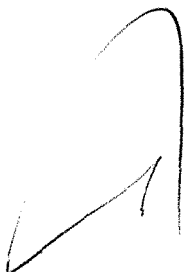
En el ámbito de las políticas de defensa, se fortalecerán las políticas de modernización de la formación y de la capacidad operativa de las fuerzas armadas. En lo que concierne a la lucha contra el narcotráfico, se promoverá la colaboración de las fuerzas armadas en el marco de lo permitido por la ley, en el apoyo logístico del control del aire con aviones y radares. También se potenciarán las capacidades de asistencia y de respuestas para casos de emergencias y se continuará apoyando la participación argentina en la Antártida y en misiones de paz.

Por otra parte, el desarrollo de una administración pública moderna, transparente y profesional implica la inversión en proyectos que pongan al Gobierno Nacional y sus organismos al servicio de los ciudadanos. Es por esto que el presupuesto para el año 2017 incluye fondos para el desarrollo de proyectos que avancen hacia la digitalización y simplificación de los procesos de la administración pública y para la atención al ciudadano.

El Plan País Digital busca promover la inclusión del uso de la tecnología en gobiernos provinciales y municipales de todo el país, prestando servicios digitales de alta calidad. Al mismo tiempo, se busca promover el desarrollo y la utilización de productos y servicios modernos en la relación entre el Estado y los ciudadanos de todo el país. Se apunta a impulsar provincias y municipios interconectados entre sí, trámites en línea y a distancia, plataformas web inclusivas, empleados públicos capacitados en nuevas tecnologías y portales de datos abiertos de la gestión, entre otros proyectos. De esta forma, se busca promover municipios más ágiles, más transparentes, más cercanos y más comprometidos, con la convicción de que el Estado tiene que estar al servicio de la gente para resolver sus problemas concretos haciendo uso de los beneficios y oportunidades que ofrece la tecnología.

Con la Reforma Electoral, proponemos que se incorpore la Boleta Única Electrónica, que brindará mayor seguridad al voto de los ciudadanos y aumentará la transparencia democrática. De este modo, se dará mayor agilidad al proceso de elecciones, preservando la inmediatez del voto ciudadano y evitando el robo de boletas.

En el terreno de las relaciones internacionales, se continuará con el fortalecimiento de las políticas que permitan posicionar a la REPÚBLICA ARGENTINA como miembro constructivo de la comunidad internacional, construyendo lazos para los temas de la agenda global que se alineen con las prioridades del gobierno, defendiendo el sistema democrático, el respeto de los derechos humanos y la lucha contra el narcotráfico en el sistema internacional, y construyendo relaciones maduras con los países vecinos y otros miembros de la comunidad global. Además, se buscará promocionar las inversiones. El turismo y el comercio exterior, promoviendo la participación del país en ferias y fomentando las políticas de cooperación internacional.



2. Los supuestos macroeconómicos

Las proyecciones de las principales variables macroeconómicas, según las cuales es confeccionado el Presupuesto 2017, son las que se presentan a continuación.

	PIB	Consumo Total	Inversión	Exportaciones	Importaciones
2014 Millones de \$ corrientes	4.608.745	3.735.008	739.707	659.838	641.132
2015 Millones de \$ corrientes	5.838.544	4.902.172	911.185	645.616	693.269
Variaciones reales (%)	2,4%	5,3%	5,5%	-0,4%	5,5%
Variaciones nominales (%)	26,7%	31,2%	23,2%	-2,2%	8,1%
Variación (%) Precios implícitos	23,7%	24,7%	16,7%	-1,7%	2,5%
2016 Millones de \$ corrientes	7.887.532	6.568.384	1.257.214	1.079.128	1.203.624
Variaciones reales (%)	-1,5%	-0,9%	-3,5%	6,9%	10,2%
Variaciones nominales (%)	35,1%	34,0%	38,0%	67,1%	73,6%
Variación (%) Precios implícitos	37,2%	35,2%	43,0%	56,4%	57,5%
2017 Millones de \$ corrientes	9.749.993	8.117.154	1.723.620	1.402.963	1.591.637
Variaciones reales (%)	3,5%	3,5%	14,4%	7,7%	9,8%
Variaciones nominales (%)	23,6%	23,6%	37,1%	30,0%	32,2%
Variación (%) Precios implícitos	19,4%	19,4%	19,8%	20,7%	20,4%
2018 Millones de \$ corrientes	11.536.162	9.571.776	2.176.069	1.752.882	2.037.163
Variaciones reales (%)	3,5%	3,6%	9,5%	6,0%	8,4%
Variaciones nominales (%)	18,3%	17,9%	26,2%	24,9%	28,0%
Variación (%) Precios implícitos	14,3%	13,9%	15,3%	17,8%	18,1%
2019 Millones de \$ corrientes	12.954.023	10.749.994	2.554.969	2.039.997	2.447.945
Variaciones reales (%)	3,5%	3,7%	7,6%	5,2%	8,5%
Variaciones nominales (%)	12,3%	12,3%	17,4%	16,4%	20,2%
Variación (%) Precios implícitos	8,5%	8,3%	9,1%	10,6%	10,8%

La caída del PIB de 1,5% para el año 2016 se explica por una contracción del consumo y de la inversión, en conjunción con el aporte negativo de parte de las exportaciones netas. Para los próximos años se espera que las medidas adoptadas durante el inicio de la actual gestión, tendientes a ordenar la macroeconomía en paralelo con la eliminación de las distorsiones que afectaban la eficiente asignación de recursos productivos, redunden en una mejora de la capacidad productiva de la economía, tanto de mediano como de largo plazo. Por ende, la economía mejorará su tasa de crecimiento potencial convergiendo el crecimiento observado a tasas del orden del 3,5% interanual.

Consistentemente, esta senda de crecimiento planteada es explicada por un crecimiento sostenido de la inversión, lo cual dinamiza las importaciones vinculadas al aparato productivo. A su vez, se espera que los sectores más dinámicos y competitivos de la economía generen mayores exportaciones de bienes y servicios, logrando una mayor integración a los mercados internacionales. En tanto, el consumo total crecerá de la mano de la mejora del poder de compra resultante de una senda decreciente y conocida de inflación.

	2015	2016	2017	2018	2019
Tipo de Cambio nominal \$/US\$ (promedio)	9,66	14,99	17,92	21,21	23,53
Variación anual del Deflactor del PIB (promedio)	23,9%	37,0%	19,4%	14,3%	8,5%
Variación anual del Deflactor del Consumo Total (promedio)	24,7%	35,2%	19,4%	13,9%	8,3%
Variación anual IPC INDEC -Metas-	-	-	12%-17%	8%-12%	3,5%-6,5%
Variación anual IPIM (promedio)	-	-	-	15,4%	9,2%
Exportaciones FOB (millones de dólares)	56.788	58.326	64.278	68.880	73.919
Importaciones CIF (millones de dólares)	59.757	58.972	66.144	72.680	78.848
Saldo Comercial (millones de dólares)	-2.969	-646	-1.866	-3.800	-4.929

El compromiso de las autoridades políticas de generar una senda decreciente de déficits fiscales brindará los grados de libertad requeridos para implementar un programa de metas de inflación que dote de previsibilidad a la dinámica futura del conjunto de precios de la economía. Por ello, se espera que la inflación desciendan gradualmente, cada año dentro de la ventana de valores máximos y mínimos fijados al momento de anunciarse el desmantelamiento del cepo cambiario, hasta alcanzar una tasa de crecimiento interanual del IPC INDEC en el rango de la meta 3,5%-6,5% para el año 2019.

3. La estimación de recursos tributarios

La recaudación de impuestos nacionales y de aportes y contribuciones de la seguridad social alcanzará en el año 2017 los \$2.532.186,9 millones de pesos, por lo cual será 26,8% superior a la estimada para el año 2016. En términos del PIB llegará a 25,97%, aumentando respecto del año anterior.

La suba estimada en la recaudación nominal se explica, principalmente, por los aumentos proyectados en la actividad económica, el comercio exterior, la remuneración imponible y los precios y por las mayores ganancias obtenidas tanto por las sociedades como por las personas físicas. En el mismo sentido, incidirán la continuidad en la mejora del grado de cumplimiento de las obligaciones tributarias y los ingresos correspondientes a los regímenes de facilidades de pago.

Del total recursos, \$1.638.582,5 millones corresponderán a la Administración Nacional. El monto que financiará a la Nación será 25,2% superior al que ingresará en el año 2016.

Los ingresos originados en el impuesto a las Ganancias llegarán en el año 2017 a los \$543.132,1 millones, lo que significará una suba de 27,9% respecto del año anterior. En términos del PIB la recaudación será de 5,57%. La variación de los ingresos se explica, por las subas proyectadas en los niveles de actividad económica, precios, remuneraciones e importaciones -que se manifestarán a través de la mayor recaudación proveniente de los regímenes de retención y percepción-, por el crecimiento de los impuestos determinados en los períodos fiscales 2015 y 2016 -que implicará un aumento en los pagos por anticipos- y por los mayores ingresos correspondientes a los regímenes de facilidades de pago. También incidirá en forma positiva en la comparación, las compensaciones y devoluciones efectuadas en el año 2016 por las percepciones abonadas en carácter de pago a cuenta, tanto por las personas físicas como por las sociedades, por los consumos realizados en el exterior con tarjetas de crédito y débito, por la adquisición de servicios turísticos y pasajes con destino fuera del país y por la compra de moneda extranjera para turismo y tenencia en el país, durante el año 2015. En sentido contrario, la recaudación del año 2017 se verá afectada por el efecto pleno de la eliminación de la retención con carácter de pago único y definitivo sobre los dividendos, y por los beneficios otorgados en la ley 27.264 a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas.

La recaudación del impuesto al Valor Agregado, neta de reintegros a las exportaciones, se incrementará 26,5% respecto del año 2016, alcanzando los \$729.366,3 millones. En términos del PIB, registrará un aumento, pasando de 7,31% a 7,48%. El aumento en el consumo nominal es la principal razón de la variación de la recaudación. También incidirán en forma positiva, los mayores ingresos provenientes de los regímenes de facilidades de pago.

Los recursos originados en los impuestos Internos Coparticipados serán de \$67.347,3 millones, subiendo 42,5% con respecto al año anterior. Las variaciones esperadas en las ventas nominales de los productos gravados y el efecto pleno de la suba de la alícuota sobre los cigarrillos explican este incremento.

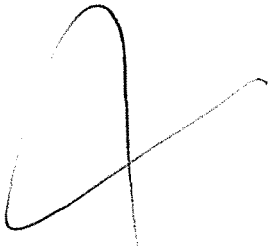
La recaudación del impuesto sobre los Bienes Personales disminuirá 41%, por lo que será de \$11.295,7 millones. Esta baja se explica por el aumento del mínimo a partir del cual se debe pagar el impuesto, por la sustitución del mínimo exento por un mínimo no imponible, por la modificación de las alícuotas y por la exención del impuesto para los contribuyentes cumplidores.

Los ingresos estimados por el impuesto sobre la Naftas serán de \$40.699,8 millones, lo que significará un alza de 23,1% respecto del año 2016. La recaudación del impuesto sobre el Gas Oil y otros combustibles presentará un incremento de 25,2%. En ambos casos, las variaciones serán, principalmente, la consecuencia de los aumentos proyectados en las ventas nominales.

Los recursos provenientes de los impuestos que gravan el comercio exterior -Derechos de Importación y Exportación y Tasa de Estadística- llegarán a \$186.411,5 millones, monto que será 38,2% superior al obtenido en el año 2016. Los aumentos estimados en las importaciones, las exportaciones del complejo soja y el tipo de cambio nominal son las principales causas de la suba de estos gravámenes.

La recaudación del impuesto sobre los Créditos y Débitos alcanzará a \$164.933,2 millones, registrando un alza de 24,9% con relación a la del año anterior, que reflejará, básicamente, el aumento en el monto de las transacciones bancarias gravadas.

Los Aportes y Contribuciones a la Seguridad Social crecerán 24% como producto de los aumentos esperados tanto en los salarios nominales imponibles como en el número de cotizantes efectivos. En términos del PIB, su recaudación se incrementará, llegando a 7,17%.

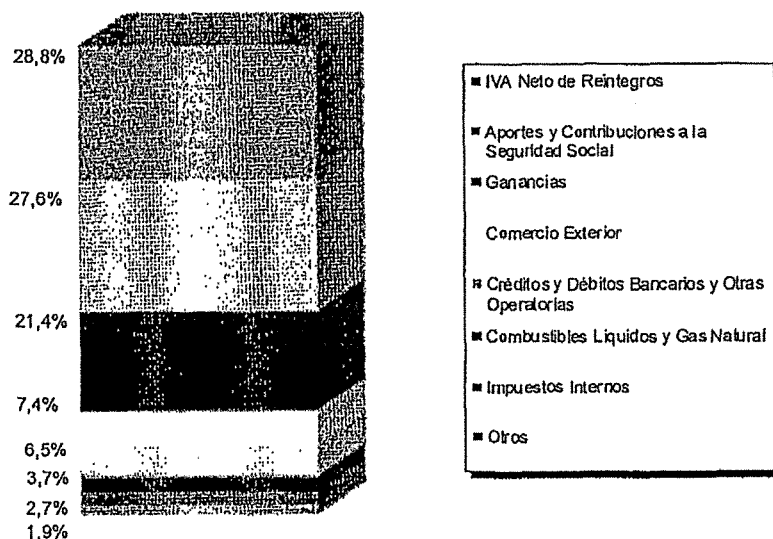


SECTOR PÚBLICO NACIONAL
Recaudación Tributaria Total
En millones de pesos y en % del PIB

Concepto	Millones de pesos		En % del PIB	
	2016	2017	2016	2017
Ganancias	424.509,2	543.132,1	5,38	5,57
Bienes Personales	19.141,9	11.295,7	0,24	0,12
IVA Neto de Reintegros	576.749,1	729.366,3	7,31	7,48
Impuestos Internos	47.261,2	67.347,3	0,60	0,69
Ganancia Mínima Presunta	3.128,4	2.567,9	0,04	0,03
Derechos de Importación	57.566,3	80.510,3	0,73	0,83
Derechos de Exportación	76.266,2	104.380,3	0,97	1,07
Tasa de Estadística	1.101,5	1.520,9	0,01	0,02
Combustibles Naftas	33.070,2	40.699,8	0,42	0,42
Combustibles Gasoil	13.145,7	16.460,3	0,17	0,17
Combustibles Otros	30.713,4	37.537,1	0,39	0,38
Monotributo Impositivo	6.768,5	8.570,8	0,09	0,09
Créditos y Débitos Bancarios y Otras Operatorias	132.002,4	164.933,2	1,67	1,69
Otros Impuestos	12.810,3	25.050,6	0,16	0,26
Subtotal Tributarios	1.434.234,3	1.833.372,6	18,18	18,80
Aportes y Contribuciones a la Seguridad Social	563.499,6	698.814,3	7,14	7,17
Total	1.997.733,9	2.532.186,9	25,33	25,97

SECTOR PÚBLICO NACIONAL
Recaudación Tributaria Total

Participación porcentual por impuesto



4. El gasto público

Las prioridades del gasto público se orientan, entre otras, en relación con la política de seguridad social. Una de las primeras medidas tomadas por la actual gestión de gobierno fue la de otorgar un subsidio extraordinario a beneficiarios de jubilaciones y pensiones mínimas, y de asignaciones para protección social en el mes de diciembre de 2015, y otro en el mes de mayo de 2016, a fin de priorizar la atención de las familias que presentan mayor vulnerabilidad.

Con la finalidad de garantizar un adecuado nivel de cobertura para cada nivel etario de la población, con especial énfasis en los niños, se han implementado diversas medidas extendiendo el alcance de las Asignaciones Familiares y de la Asignación Universal por Hijo para Protección Social (AUH).

Una de estas medidas fue la de duplicar el ingreso familiar máximo para percibir asignaciones familiares. A través del Decreto N° 492 de fecha 16 de marzo de 2016 se fija en \$60.000 este tope, lo que permitió el ingreso al subsistema de alrededor de 1.200.000 niños. Posteriormente, mediante el Decreto N° 592 de fecha 15 de abril de 2016, se ha establecido la continuidad en la percepción de asignaciones familiares para aquellos trabajadores temporarios y discontinuos, que perdían ese derecho en los meses de inactividad.

También con el fin de universalizar la cobertura, el Decreto N° 593 del 15 de abril de 2016 estableció, por una parte, el derecho a la percepción de asignaciones familiares a los trabajadores aportantes adheridos al Régimen Simplificado para Pequeños Contribuyentes que revisten en las categorías con ingresos más bajos, se prevé incluir a alrededor de 500.000 niños. A partir de mayo los monotributistas pueden percibir Asignaciones por Hijo, por Embarazo, por Hijo con Discapacidad y Ayuda Escolar Anual.

También, se aplicó por primera vez en marzo de 2016 el coeficiente de actualización de las prestaciones previsionales (Ley N° 26.417 de Movilidad de las Prestaciones del Régimen Previsional Público) a las asignaciones familiares. El incremento para el periodo marzo-agosto ascendió al 15,35% y en septiembre se actualizaron en un 14,16%. Esta variación se aplica tanto a los montos cuanto a los tramos de ingreso del grupo familiar, en el caso de las asignaciones familiares por hijo.

En otro orden de la Seguridad Social, a través de la Resolución N° 2 de fecha 19 de mayo de 2016 del Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo Vital y Móvil, se incrementaron los montos mínimo y máximo de la prestación por desempleo, a las sumas de \$1.875 y \$3.000, respectivamente. Vale destacar que estos importes no se modificaban desde el año 2006, y que eran de \$250 la prestación mínima, y \$400 la máxima.

Con respecto a la problemática de la litigiosidad en temas previsionales, el Estado Nacional, por un lado, ha instruido a la Administración Nacional de la Seguridad Social para que no interponga recursos extraordinarios en aquellos supuestos en que el resultado fuera desfavorable de acuerdo a los precedentes jurisprudenciales existentes. Por otro, a través del Decreto N° 807/2016, con el objeto de interrumpir la principal causa de la generación masiva de juicios, se han efectuado las correcciones necesarias para que las remuneraciones que se toman en cuenta para calcular las nuevas prestaciones, se actualicen en forma justa y razonable. Los nuevos índices se utilizan desde el mes de agosto.

Adicionalmente el Estado ha comenzado este año un esfuerzo histórico de reparación, al comprometerse a terminar con la estafa de décadas que distintas administraciones venían haciendo con generaciones de jubilados. El Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados saldará las deudas con los jubilados que tengan o no reclamos sobre la liquidación de sus haberes, y actualizará sus haberes jubilatorios. Se prevé la suscripción de Acuerdos Transaccionales, y se contempla que más de 2 millones de beneficiarios previsionales podrían adherir a este Programa.

En la misma ley, dado el consenso que existe sobre la necesidad de instituir un derecho ciudadano de alcance universal, no sujeto a condicionamientos temporales, que garantice un piso de protección social para los adultos mayores, se crea la Pensión Universal para el Adulto Mayor destinada a personas de 65 años de edad o más, que no puedan acceder o no cuenten con jubilación, pensión o retiro por carecer de los requisitos necesarios. El monto de dicha prestación se fija en un 80% del haber mínimo del Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA).

Las prioridades del gasto público se orientan también en relación con la política de inversión pública. La sustentabilidad del proceso de crecimiento económico depende, entre otros factores, del desarrollo de inversiones significativas que propicien la ampliación de la capacidad de producción, de transporte, de acopio y de distribución para generar un incremento en la productividad de la economía.

Precisamente, el bajo crecimiento económico alcanzado por la República Argentina en los últimos años se

debió, en parte, a una tasa de inversión que promedió apenas 19% entre 2008 y 2014. A su vez, la baja tasa de inversión contribuyó a la caída de la productividad observada durante los últimos años y a la escasa generación de empleo privado formal. Así, entre 2008 y 2014, la productividad cayó un 10,3%, en un contexto de desincentivo a la innovación y a la incorporación de tecnología. En el mismo sentido, los altos costos logísticos, sumados a una oferta de energía deficiente y no sustentable, representaron una barrera adicional para un desempeño eficiente de las empresas.

En ese contexto, el Gobierno Nacional ha colocado el foco en la promoción de la inversión como pilar del crecimiento económico. En particular, la inversión pública adquiere una relevancia central como medio para mejorar la infraestructura y reducir los costos logísticos, además de permitir el cumplimiento de funciones del Estado tales como la educación, la asistencia social y la seguridad. Estos objetivos favorecerán la transformación productiva para lograr una integración inteligente al mundo, la generación de empleo privado de calidad, la federalización de la producción y la disminución de las disparidades que caracterizan a la estructura productiva y social argentina.

En el marco de la formulación del Presupuesto de la Administración Nacional, con el objetivo de priorizar el total de proyectos de inversión pública recibidos, se tomaron en cuenta tanto la capacidad de financiamiento como las pautas de definición de políticas públicas. Además, como criterios se consideraron los diagnósticos sectoriales, los impactos que esas inversiones producirán en la estructura productiva en las diferentes regiones del país, y sus efectos sobre actividades demandantes de bienes y servicios, creadoras de empleo y fuente de exportaciones, tanto en forma directa como a través de su efecto multiplicador sobre la actividad económica.

Entre las principales propuestas seleccionadas, se destacan:

- el **Plan Nacional de Agua Potable y Saneamiento (PNAPyS)**, que se propone alcanzar para 2019 niveles de cobertura de 100% en agua potable y de 75% en cloacas en las áreas urbanas del país;
- el **Plan Nacional de Transporte**, cuyo objetivo principal es equilibrar la matriz de transporte de cargas (aumentando el transporte ferroviario y fluvio-marítimo), en aras de mejorar la logística regional e impulsar a las cadenas de valor del Interior;
- las obras en materia de movilidad urbana como la **Red de Expresos Regionales (RER)**;
- la mejora de la infraestructura social, donde sobresale la propuesta de **Obras de Jardines Maternales**, ejecutada a través del Ministerio de Educación y Deportes, y la adquisición de *notebooks* escolares, con la inclusión de nuevos ingresantes al sistema;
- los **proyectos viales**, que prevé una mayor asignación a nivel global y unitario (gasto por iniciativa), disminuyéndose la cantidad de obras a ejecutar en el ejercicio 2017 y concentrándose en proyectos de alto valor público;
- las obras en materia de Ciencia y Técnica, donde se contempla la continuación de las inversiones destinadas al **diseño, construcción, lanzamiento y operación de dos satélites de órbita polar**, la ampliación del laboratorio de ensayos existente en el Centro Espacial Teófilo Tabanera, provincia de Córdoba, la construcción y equipamiento de una base con instalaciones conexas requeridas para poder realizar los lanzamientos de los satélites del Plan Espacial Nacional en territorio argentino, la adquisición de equipos para el desarrollo, construcción, lanzamiento y operación del satélite SARE-II A de observación de la Tierra y la construcción de un inyector satelital de cargas útiles livianas, a cargo de la Comisión Nacional de Actividades Espaciales;
- las inversiones en la **Construcción de los Centros Penitenciarios Federales**: Condenas III – Agote - Mercedes, provincia de Buenos Aires; del Litoral – Coronda, provincia de Santa Fe; de Cuyo, provincia de Mendoza; de Córdoba; de Yuto, provincia de Jujuy; las obras de ampliación de la Unidad Residencial 6 del Centro Penitenciario Federal II de Marcos Paz, de la Colonia Penal de Ezeiza, provincia de Buenos Aires y del Complejo Penitenciario Federal V, Marcos Paz, provincia de Buenos Aires;
- los emprendimientos hidroeléctricos, entre los cuales resulta relevante el **Aprovechamiento Multipropósito Chihuido I** en la provincia de Neuquén.

Con relación a la **política de ocupación y salarios del Sector Público Nacional**, los lineamientos que se instrumenten para el tratamiento de las convenciones sectoriales estarán orientados a obtener un esquema compatible con la sustentabilidad fiscal y, en el marco de dicho proceso de negociación, los criterios a aplicar para el diseño de los distintos regímenes laborales y escalafonarios estarán alineados con los principios generales del Plan de Modernización del Estado, a los efectos de contribuir con la mejora de la gestión pública en términos de calidad y eficiencia y optimizar el empleo público, mediante la implantación de tecnologías de gestión de recursos humanos que permitan concretar una reestructuración integral del capital humano del Estado Nacional, dirigida a una administración con medios eficientes para cumplir eficazmente sus objetivos.

5. El Presupuesto de la Administración Nacional

Los recursos corrientes y de capital están compuestos en un 99,8% por ingresos corrientes, los que se estima aumentarán un 22,4% respecto del año 2016. El resto de los recursos corresponde a los de capital, cuyo monto disminuye un 5,3% con respecto al ejercicio anterior.

RECURSOS CORRIENTES Y DE CAPITAL

En millones de pesos

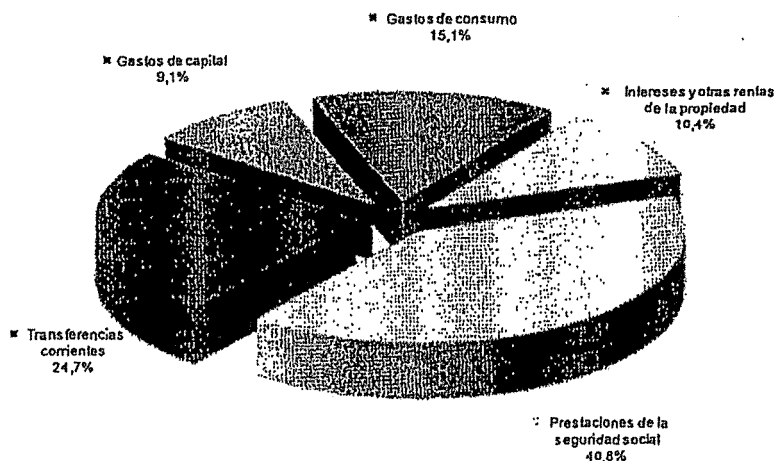
Concepto	Presupuesto 2016	%	Presupuesto 2017	%	Var (%)
Corrientes	1.535.555,6	99,7	1.879.131,1	99,8	22,4
De Capital	3.892,4	0,3	3.687,4	0,2	-5,3
TOTAL	1.539.448,0	100,0	1.882.818,5	100,0	22,4

Los ingresos tributarios y los aportes y contribuciones a la seguridad social constituyen la mayor parte de los recursos corrientes; ambos representan el 87,2% del total. Siguen en orden de importancia las rentas de la propiedad y los recursos no tributarios que significan, respectivamente, un 10,3% y un 1,9% del total. El resto de los recursos corrientes corresponde a las ventas de bienes y servicios y transferencias corrientes.

Los gastos corrientes y de capital previstos en el Proyecto de Presupuesto para el ejercicio 2017 ascienden a \$2.363.619,9 millones, registrándose un incremento del 22,1% respecto del ejercicio en curso. La composición de los gastos en ambos períodos es la siguiente:

ADMINISTRACION NACIONAL Composición Económica del Gasto

Presupuesto 2017



CONCEPTO	2016	2017	Variación
	Millones de \$	Millones de \$	%
Gastos corrientes	1.772.788,1	2.148.575,6	21,2
- Gastos de consumo	281.857,0	355.743,1	26,2
- Intereses y otras rentas de la propiedad	186.480,8	246.629,3	32,3
- Prestaciones de la seguridad social	712.389,3	963.181,1	35,2
- Transferencias corrientes	592.000,1	582.945,2	-1,5
- Otros gastos corrientes	60,9	76,9	26,3
Gastos de capital	162.845,5	215.044,3	32,1
- Inversión real directa	47.195,9	65.474,6	38,7
- Transferencias de capital	97.636,1	133.805,1	37,0
- Inversión financiera	18.013,5	15.764,6	-12,5
TOTAL GASTOS CORRIENTES Y DE CAPITAL	1.935.633,6	2.363.619,9	22,1

7

El **gasto primario** se prevé que ascienda a \$2.117.006,1 un 21,0% más que en el presente ejercicio. Este concepto excluye de los gastos corrientes y de capital a aquellos correspondientes a Intereses de la Deuda, originados en el financiamiento de ejercicios anteriores, permitiendo así concentrar la atención en aquellos gastos propios del año que reflejan de manera más adecuada las decisiones de política fiscal.

Los **gastos corrientes** representan el 90,9% del total de gastos de la Administración Nacional presupuestado para el año 2017 y se prevé que aumenten un 21,2% respecto del ejercicio en curso, fundamentalmente debido al incremento de las prestaciones de la seguridad social.

Las **remuneraciones** representan un 11,2% del gasto total de la Administración Nacional y registran un aumento del 26,2%. El nivel total por este concepto proyectado para 2017 se destinará a cubrir los niveles salariales vigentes, incluyendo las variaciones vinculadas a la instrumentación del régimen escalafonario de carrera u otras coberturas en el marco del Sistema Nacional de Empleo Público (SINEP) y del resto de los regímenes laborales de la Administración Nacional, así como el efecto anualizado de los aumentos otorgados en 2016.

El **gasto en bienes y servicios** constituye un 3,8% del gasto total de la Administración Nacional y exhibe un crecimiento del 26,3%, influido por la Prevención y Control de Enfermedades Inmunoprevenibles, la Lucha Contra el SIDA y Enfermedades de Transmisión Sexual y la Atención de la Madre y el Niño, a cargo del Ministerio de Salud; el Alistamiento Operacional de las Fuerzas Armadas en el Ministerio de Defensa; y el Impulso al Desarrollo del Sistema Democrático y Relaciones con la Comunidad en el Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda.

El total de **gastos por intereses y otras rentas de la propiedad** alcanza a \$246.629,3 millones, de los cuales casi la totalidad corresponde a **intereses de la deuda pública** (\$246.613,8 millones), los que para el ejercicio 2016 exhiben un aumento del 32,3% respecto de 2016 y representan un 2,53% del PIB.

Las **prestaciones de la Seguridad Social** abarcan el universo del gasto previsional en jubilaciones, pensiones y retiros, el cual se prevé que ascienda a \$963.181,1 millones en el ejercicio 2017, registrándose un incremento de 35,2% respecto del corriente año, en razón del efecto anualizado que tendrán las medidas adoptadas y las previsiones para el próximo ejercicio, en particular por los incrementos de haberes previsionales derivados de la vigencia de la Ley N° 26.417 de Movilidad de las Prestaciones del Régimen Previsional Público, el Programa Nacional de Reparación Histórica para Jubilados y Pensionados y la creación de la Pensión Universal para el Adulto Mayor (PUAM).

El monto total previsto para 2017 de las **transferencias que financian gastos corrientes** de los sectores privado, público y externo asciende a \$582.945,2 millones, monto que representa un 24,7% del total de gastos y se mantienen casi estables respecto del corriente año con apenas un 1,5% de caída.

En el caso en las **transferencias al Sector Privado**, el incremento de las transferencias a las Unidades familiares, se explica principalmente por el aumento de las asignaciones familiares.

Por su parte, las **transferencias para financiar gastos corrientes del Sector Público** aumentan principalmente por las transferencias a las Universidades Nacionales registradas en el programa de Desarrollo de la Educación Superior del Ministerio de Educación y Deportes, cuyo principal componente son los gastos salariales de las Universidades; por las transferencias destinadas a los Fondos Fiduciarios entre los cuales se destaca el correspondiente al Sistema de Infraestructura de Transporte a cargo del Ministerio del Transporte; y las transferencias a empresas públicas, en particular, las correspondientes a la órbita de los sectores transporte y minería y energía.

Por último, las **transferencias al Sector Externo** corresponden mayormente a los gastos en concepto de cuotas que el país debe realizar en su calidad de miembro integrante de distintos organismos internacionales.

Los **gastos de capital** de la Administración Nacional previstos para 2017 ascienden a \$215.044,2 millones y registran un incremento del 32,1% respecto de 2016, explicado fundamentalmente por el aumento de las transferencias de capital (5,7% del total de gastos, con un crecimiento de 37,0%) y de la inversión real directa (2,8% del total de gastos, con un crecimiento de 38,7%). Por su parte, la inversión financiera exhibe un disminución del 12,5% en relación al ejercicio en curso.

El comportamiento de la **inversión real directa** y de las **transferencias de capital** muestra la prioridad asignada por el Gobierno Nacional a la inversión pública, previéndose aumentos interanuales de \$18.278,7 y \$36.168,9 millones, respectivamente.

El monto previsto de inversión real directa se encuentra influido principalmente por los proyectos de inversión de la Dirección Nacional de Vialidad comprendidos en la función transporte. También resulta significativa la inversión real directa en el Ministerio de Educación y Deportes, influido principalmente por la Implementación del Plan Nacional de Educación Digital y el Fortalecimiento Edificio de Jardines Infantiles; como así también es importante la inversión en el Ministerio de Transporte, explicado fundamentalmente por la Modernización de la Red de Transporte Ferroviario y la implementación de Políticas para Transporte Vial y el equipamiento para las Fuerzas de Defensa y Seguridad, las Fuerzas de Paz y los Servicios de Hidrografía.

Las transferencias de capital son el componente más importante de los gastos de capital de la Administración Nacional, representando el 62,2% de ese total. Tienen como destino la financiación de la Inversión principalmente de Gobiernos Provinciales y Municipales, que reciben un 61,8% del total transferido para gastos de capital aunque, agregando el total de instituciones provinciales y municipales, dicho guarismo alcanza el 67,9%, reflejando un alto grado de descentralización de la inversión pública financiada por el Estado Nacional. Asimismo, se destacan las transferencias de capital a las Empresas Públicas No Financieras, que concentran un 23,7% del total. Por último, un 5,2% de las transferencias de capital será percibido por el sector privado y destinado fundamentalmente a financiar inversiones en materia energética (principalmente redes eléctricas de alta tensión) y, en menor medida, para cooperativas de trabajo que realizan Acciones de Vivienda, Hábitat y Desarrollo Urbano.

La inversión financiera representa el 7,3% de los gastos de capital, entre los que se destacan los destinados a los aportes de capital principalmente al Fondo Fiduciario Programa Crédito Argentino del Bicentenario para la Vivienda Única Familiar y, en menor medida, a la Corporación Andina de Fomento (CAF), al Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento (BIRF), el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y el Fondo para la Convergencia Estructural del Mercosur (FOCEM).

En el siguiente cuadro se muestra, de modo comparativo, el gasto primario de la Administración Nacional en términos del PIB; en el mismo se observa que para el año 2017 se prevé una disminución del orden de los 0,47 puntos.

GASTO PRIMARIO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL
En porcentaje del PIB

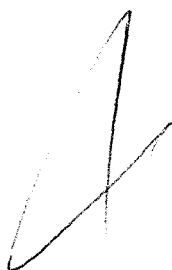
CONCEPTO	2016	2017
Gasto de la Administración Nacional	24,54	24,24
- Intereses de la deuda pública	2,36	2,53
Gasto Primario	22,18	21,71

Los ingresos y gastos corrientes proyectados para el ejercicio 2017 arrojan un resultado económico deficitario o desahorro de \$269.444,5 millones, el que resulta mayor en un 13,6% al déficit económico estimado para el actual ejercicio. Por otro lado, el resultado financiero de la Administración Nacional previsto para el ejercicio 2017 alcanza un resultado financiero negativo de \$480.801,4 millones.

RESULTADO FINANCIERO
En millones de pesos

CONCEPTO	2016	2017
Total Administración Nacional		
1. Ahorro Corriente	-237.232,5	-269.444,5
2. Recursos de Capital	3.892,4	3.687,4
Subtotal 1 + 2	-233.340,1	-265.757,1
Gastos de Capital	162.845,5	215.044,3
Resultado Financiero Total:	-396.185,6	-480.801,4

El resultado primario, resultado financiero sin contabilizar los intereses de la deuda, se estima será deficitario en \$234.187,6 millones para el año 2017, lo que implica un incremento del déficit primario de 11,7% respecto del año 2016, aunque arroja una mejora en términos del PIB de 0,26 puntos. No obstante, si de los recursos se deducen las rentas del Banco Central de la República Argentina y del Fondo de Garantía de Sustentabilidad Fiscal, el déficit primario mejora 0,56 puntos del PIB para la misma comparación interanual.



RESULTADO PRIMARIO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL
En porcentaje del PIB

CONCEPTO	2016	2017
Resultado Financiero	-5,02	-4,93
- Intereses de la deuda	2,36	2,53
Resultado Primario	-2,66	-2,40
Rentas BCRA y FGS	2,14	1,83
Resultado Primario (Sin BCRA y FGS)	-4,80	-4,24

Las fuentes financieras ascienden a \$1.735.634,6 millones en el año 2017 incluyendo dos grandes conceptos: el endeudamiento público y la disminución inversión financiera.

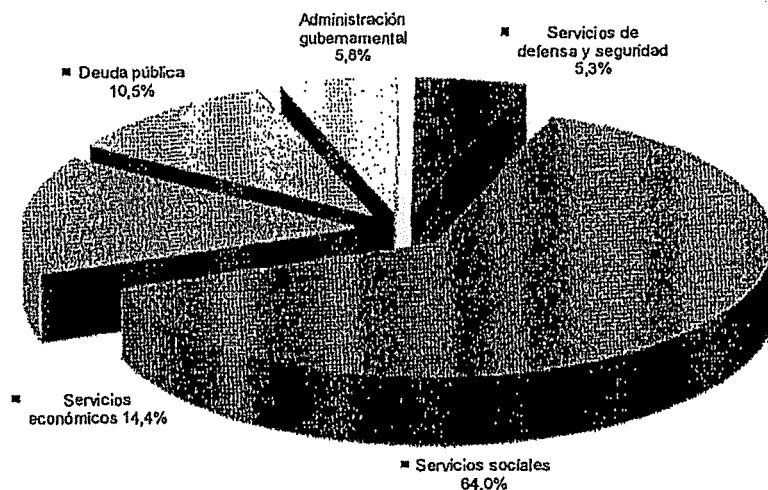
Las aplicaciones financieras ascienden a \$1.254.833,2 millones en el año 2017. Dentro de ellas se encuentran la inversión financiera (\$212.332,0 millones) y la amortización de la deuda, siendo ésta la más significativa en monto (\$1.042.501,2 millones).

Por otra parte, las previsiones de gastos de la Administración Nacional para el ejercicio 2017, comentada en este y anteriores apartados, pueden analizarse desde el **enfoque funcional del gasto**. El 64,0% del gasto total se prevé destinar a la finalidad Servicios Sociales y, dentro de esta finalidad, fundamentalmente a la función Seguridad Social que representa el 47,9% del gasto total. Dentro de esta finalidad, en orden de significación dentro del total del gasto se encuentran las funciones Educación y Cultura (6,8%) y Salud (3,7%).

Con respecto a los Servicios Económicos (14,4% del total del gasto), las funciones más representativas en el total del gasto de la Administración Nacional son Energía, Combustibles y Minería (7,1%) y Transporte (5,4%). En el siguiente gráfico se sintetiza la distribución del gasto por finalidades previsto para 2017.

ADMINISTRACION NACIONAL
Finalidad del gasto

Presupuesto 2017

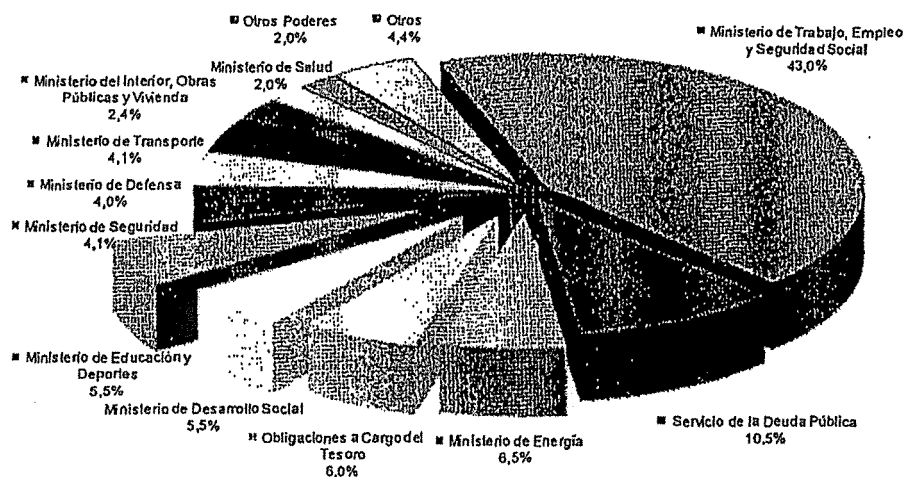


CONCEPTO	2016	2017	Variación
	Millones de \$	Millones de \$	%
Administración gubernamental	115.976,7	137.690,5	18,7
Servicios de defensa y seguridad	104.283,9	126.309,3	21,1
Servicios sociales	1.171.303,6	1.512.642,1	29,1
Servicios económicos	356.997,6	339.345,9	-4,9
Deuda pública	187.071,8	247.632,1	32,4
TOTAL GASTOS CORRIENTES Y DE CAPITAL	1.935.633,6	2.363.619,9	22,1

Desde Otra perspectiva, a continuación se grafican las previsiones presupuestarias para 2017 del gasto por jurisdicciones de la Administración Nacional.

ADMINISTRACION NACIONAL Distribución Jurisdiccional del gasto

Presupuesto 2017



Concepto	2016		2017		Var. %
	Millones de \$	%	Millones de \$	%	
Poder Legislativo Nacional	14.245,9	0,7	15.791,2	0,7	10,8
Poder Judicial de la Nación	23.504,0	1,2	23.805,6	1,0	1,3
Ministerio Público	7.472,7	0,4	7.724,4	0,3	3,4
Presidencia de la Nación	6.806,5	0,4	6.769,3	0,3	-0,5
Jefatura de Gabinete de Ministros	5.727,4	0,3	6.480,7	0,3	13,2
Ministerio de Modernización	1.730,5	0,1	2.055,0	0,1	18,8
Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda	37.729,5	1,9	57.493,8	2,4	52,4
Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto	7.144,4	0,4	8.274,1	0,4	15,8
Ministerio de Justicia y Derechos Humanos	15.207,0	0,8	18.621,3	0,8	22,5
Ministerio de Seguridad	82.688,3	4,3	97.472,6	4,1	17,9
Ministerio de Defensa	76.916,2	4,0	94.031,9	4,0	22,3
Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas	5.120,0	0,3	6.363,3	0,3	24,3
Ministerio de Producción	9.498,0	0,5	9.577,5	0,4	0,8
Ministerio de Agroindustria	16.319,7	0,8	16.784,4	0,7	2,8
Ministerio de Turismo	1.883,4	0,1	2.307,8	0,1	22,5
Ministerio de Transporte	76.642,6	4,0	98.479,0	4,1	25,9
Ministerio de Energía	187.165,3	9,7	153.625,6	6,5	-17,9
Ministerio de Comunicaciones	2.507,8	0,1	2.870,6	0,1	14,5
Ministerio de Educación y Deportes	102.916,1	5,3	130.950,6	5,5	27,2
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva	12.109,6	0,6	13.956,6	0,6	15,3
Ministerio de Cultura	3.406,1	0,2	3.555,9	0,2	4,4
Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social	770.675,3	39,8	1.015.356,6	43,0	31,7
Ministerio de Salud	44.121,6	2,3	46.267,7	2,0	4,9
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable	3.974,3	0,2	5.744,0	0,2	44,5
Ministerio de Desarrollo Social	103.260,0	5,3	131.176,7	5,5	27,0
Servicio de la Deuda Pública	186.907,7	9,7	247.328,0	10,5	32,3
Obligaciones a Cargo del Tesoro	129.953,7	6,7	142.753,7	6,0	9,8
TOTAL GASTOS CORRIENTES Y DE CAPITAL	1.935.633,6	100,0	2.363.619,9	100,0	22,1

6. El Presupuesto del Sector Público Nacional

Los recursos totales estimados para el ejercicio 2017 ascienden a \$2.068.871,2 millones. Dicho nivel representa el 21,2% del PIB y una ligera baja interanual equivalente a 0,2 puntos del mismo indicador. En tanto, los recursos totales primarios, esto es sin considerar la suma de \$178.903,4 millones en concepto de rentas financieras originadas en las utilidades distribuidas por el BCRA y las producidas por el Fondo de Garantía de Sustentabilidad del ANSeS, alcanzarían a \$1.889.967,8 millones, monto que representa el 19,4% del PIB y una suba interanual de 0,1 punto del producto.

RECURSOS DEL SECTOR PÚBLICO NACIONAL 2016-2017
En millones de pesos y % del PIB

Año	Recursos Tributarios		Recursos sin Rentas del BCRA y FGS		Recursos Totales	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%
2016	1.438.929,1	18,2	1.518.349,8	19,3	1.687.366,6	21,4
2017	1.802.941,8	18,5	1.889.967,8	19,4	2.068.871,2	21,2

Los gastos totales consolidados del Sector Público Nacional alcanzan a \$2.550.931,3 millones (26,2% del PIB), en tanto que al descontar el gasto por intereses de la deuda pública, el gasto primario representa el 23,5% del PIB. Ambos constituyen niveles inferiores a los estimados para 2016 (- 0,2 y - 0,5 puntos del PIB, respectivamente).

Dada la concentración del gasto por intereses en la Administración Nacional, resulta apropiada la ponderación sectorial del gasto medida antes de las transferencias figurativas en términos primarios, resultando así: Administración Nacional 85,6%, Entes ajenos a la misma 7,6%, Fondos Fiduciarios 3,5%, y Empresas Públicas no Financieras 3,3%.

GASTO DEL SECTOR PÚBLICO NACIONAL 2016-2017
En millones de pesos y % del PIB

Año	Gasto Primario		Gasto Total	
	Importe	%	Importe	%
2016	1.891.597,8	24,0	2.084.838,6	26,4
2017	2.295.001,0	23,5	2.550.931,3	26,2

Dentro de los gastos corrientes del Sector Público Nacional sobresalen en primer término las prestaciones de la seguridad social con una ponderación del 37,8% respecto al gasto total. Cabe notar que, en términos nominales, la variación interanual por estas prestaciones explica el 62,2% de la variación correspondiente al gasto primario del Sector Público Nacional. En orden de importancia, le siguen las transferencias corrientes con el 24,8% de los gastos totales, destacándose, en su composición, las dirigidas al sector privado, a las universidades nacionales, y a los gobiernos provinciales por parte de la Administración Nacional, como las previstas realizar desde el INSSJyP en concepto de asistencias médicas y sociales a sus afiliados, y desde el Fondo Fiduciario del Sistema de Infraestructura de Transporte por las compensaciones al transporte automotor de pasajeros y al transporte ferroviario.

Respecto a los gastos de capital, por su parte, cabe notar la recuperación que acredita la inversión real propia del Sector Público Nacional e inducida a través de las transferencias de esta naturaleza a otros niveles de gobierno y al sector privado. En conjunto dichos gastos representan 2,3% del PIB, implicando ello una aplicación adicional de recursos superior a los \$58.000 millones.

El Presupuesto del Sector Público Nacional proyecta para el ejercicio fiscal 2017 un resultado financiero negativo de \$482.060,1 millones (-4,9% del PIB). El resultado primario sin rentas financieras, calculado a partir de una medición mesurada de los recursos bajo las consideraciones realizadas sobre las rentas financieras, como así también descontando las asignaciones por intereses de la deuda, alcanzaría a -\$405.033,2 millones (- 4,2% del PIB).

RESULTADOS DEL SECTOR PÚBLICO NACIONAL 2016-2017
En millones de pesos y % del PIB

Año	Resultado Primario sin Rentas del BCRA y FGS		Resultado Financiero	
	Importe	%	Importe	%
2016	- 373.248,0	- 4,7	- 397.472,0	- 5,0
2017	- 405.033,2	- 4,2	- 482.060,1	- 4,9

**ANEXO 5 – RTI-PIN – Plan de Inversiones de Expansión
del Sistema TGN**

Nota TGN-1057-2016-GECOM

4



**TRANSPORTADORA
DE GAS DEL NORTE S.A.**

16 NOV 29 15:41

Buenos Aires, 29 de noviembre de 2016

Ref.: RTI-PIM - Solicitud de Plan de Inversiones.

Nota ENRG/GDyE/GT/GAL/I N° 7427/16

Código: 10002_20160116373015044

Sr. Interventor del Ente
Nacional Regulador del Gas
Sr. David José Tezanos González
S / D

Señor Interventor:

Nos dirigimos a Usted en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI), a los efectos de presentar el plan de inversiones de expansión del Sistema de Transporte de Gas Natural de esta Licenciataria. En función de lo expuesto en el punto IX de la Guía Temática y dada la incertidumbre del volumen y de la temporalidad de la demanda adicional de transporte firme a contratar por las distribuidoras, y que la tarifa propuesta por esta transportista no es suficiente para repagar expansiones del sistema de transporte, presentamos distintos escenarios de expansión a realizarse en el quinquenio para que sean implementados como Factores K.

Se describen a continuación las obras propuestas y se adjunta a la presente el cronograma de certificación y avance físico mensual. Cabe aclarar que el costo de cada una de las etapas de expansión propuestas se estimó tomando como base el costo standard de construcción que surge del informe elaborado por el Estudio Villares y Asociados en el marco de la Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público de Transporte de Gas.

Adicionalmente, cabe remarcar que los presupuestos deben ser considerados como preliminares y sujetos a modificación debido a que aún no se han desarrollado los documentos de ingeniería. No se ha considerado la compra de terrenos, sino el aprovechamiento de los existentes.

Gasoducto Norte - Ampliación de la capacidad de transporte de 3 MMm3/d con recepción en Salta (Campo Durán) y entrega en Litoral (Desvío Arijón): ampliación en tres etapas incrementales de 1 MMm3/d cada una con habilitaciones estimadas en:

TGN-1057-2016-GECOM

1



TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

Etapas 1: 1 MM m³/d. Habilitación invierno 2019.

Etapas 2: 1 MM m³/d. Habilitación invierno 2020.

Etapas 3: 1 MM m³/d. Habilitación invierno 2021.

Obras de Loops: construcción de un total de 345,9 Km de gasoductos de 30" en los siguientes tramos:

Tramo		Nº	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Total
Miraflores	Lumbreras	80	10,8	8,7	4,1	23,6
Lumbreras	La Candelaria	82	47,3	20,7	20,3	88,3
Tucumán	Lavalle	81	24,4	20,9	19,8	65,1
Recreo	Dean Funes	78	14,9	14,9	0,0	29,8
Ferreyra	Tío Pujio	83	16,0	14,8	8,2	39,0
Tío Pujio	Leones	84	8,5	8,4	7,3	24,2
Leones	San Jerónimo	85	16,1	16,1	7,4	39,6
San Jerónimo	Ald. Brasileira	89	6,0	14,0	16,3	36,3
Km Total			144,0	118,5	83,4	345,9

Etapas 1:

a) Obras en plantas compresoras:

- Planta Lavalle: Cambio de internos en T60
- Planta Recreo: Conexión de salida planta T78. Transferencias reguladas descarga.
- Planta Dean Funes: Cambio de internos en T60. Transferencias reguladas succión
- Planta Tío Pujio: Cambio de internos en T70

b) Obras en gasoductos:

- Conexión al nuevo gasoducto de 30" de 10 estaciones de medición y regulación:

<u>Etapas 1:</u>	PK
Anta	404.3 N
Rio Piedras	410.9 N
Metan	421.7 N
Tucuman Sur	608.5 N
Mista	623.5 N
Centro Este	1181 N
Rio Tercero	1192 N
Vidal Abal	1195.1 N
Armstrong	1403 N
Las Parejas	1408.2 N

- Trampas Scraper, interconexiones y válvulas de bloqueo:

TGN-1057-2016-GECOM



TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

Etapas 1:

Tramo	TSL	TSR	Válvulas de Bloqueo
80 Miraflores - Lumbreras		Nueva TSR + 2 Interconexiones	
82 Lumbreras - La Candelaria	Nueva TSL	Nueva TSR + 2 interconexiones	1
81 Tucuman - Lavalle		Desplazar TSR + 2 interconexiones	1
78 Recreo - Deán Funes	Desplazar TSL + 2 interconexiones		
83 Ferreyra - Tío Pujio		Desplazar TSR + 1 interconexión	1
84 Tío Pujio-Leones		Desplazar TSR + 1 interconexión	
85 Leones - S. Jerónimo		Desplazar TSR + 1 interconexión	
89 S. Jeronimo -Aldea Brasilera		Desplazar TSR + 2 Interconexiones	

TSL: Trampa Scraper Lanzadora
TSR: Trampa Scraper Receptora

Etapas 2:

- a) Obras en plantas compresoras: No se han identificado. Se deja constancia que, de la realización de la ingeniería correspondiente, puede surgir la necesidad de incorporar obras en este sentido.
- b) Obras en gasoductos:
- Conexión al nuevo gasoducto de 30" de 3 estaciones de medición y regulación:

<u>Etapas 2:</u>	PK
R de la Frontera	453.8 N
Cañada de Gomez	1422.5 N
Barrancas	80 T

- Trampas Scraper, interconexiones y válvulas de bloqueo:

Etapas 2:

Tramo	TSL	TSR	Válvulas de Bloqueo
80 Miraflores - Lumbreras		Desplazar TSR + 2 Interconexiones	
82 Lumbreras - La Candelaria		Desplazar TSR + 2 Interconexiones	1
81 Tucuman - Lavalle		Desplazar TSR + 2 Interconexiones	
78 Recreo - Deán Funes	Desplazar TSL		
83 Ferreyra - Tío Pujio		Desplazar TSR + 1 interconexión	1
84 Tío Pujio-Leones		Desplazar TSR + 1 interconexión	
85 Leones - S. Jerónimo		Desplazar TSR + 1 interconexión	1
89 S. Jeronimo -Aldea Brasilera		Desplazar TSR + 2 Interconexiones	1

TSL: Trampa Scraper Lanzadora
TSR: Trampa Scraper Receptora

Etapas 3:

- a) Obras en plantas compresoras:

TGN-1057-2016-GECOM



TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

- Conexión de entrada planta T81. Transferencias reguladas succión
- b) Obras en gasoducto:
- Conexión al nuevo gasoducto de 30" de 4 estaciones de medición y regulación:

<u>Etapas 3:</u>	PK
James Craik	1211.2 N
San Marcos	1319.6 N
Correa	1436.5 N
Galvez	98 T

- Trampas Scraper, interconexiones y válvulas de bloqueo:

<u>Etapas 3:</u>	<u>Tramo</u>	<u>TSR</u>	<u>Válvulas de Bloqueo</u>
80	Miraflores - Lumberras	Desplazar TSR + 2 Interconexiones	
82	Lumberras - La Candelaria	Desplazar TSR + 2 Interconexiones	1
81	Tucuman - Lavalle	Desplazar TSR	
83	Ferreira - Tio Pujio	Desplazar TSR + 1 interconexión	
84	Tio Pujio-Leones	Desplazar TSR + 1 interconexión	
85	Leones - S. Jerónimo	Desplazar TSR + 1 interconexión	
89	S. Jeronimo -Aldea Brasileira	Desplazar TSR + 2 Interconexiones	

TSL: Trampa Scraper Lanzadora
TSR: Trampa Scraper Receptora

Presupuesto: El costo total preliminar estimado para cada una de las 3 etapas, en pesos de agosto de 2016 (no incluye IVA), asciende a:

\$ millones (agosto 2016)

Expansión Incremental	Loops	Compresión	Plantas Compresoras y Gasoducto	Total
Etapas 1: 1 MMm3/d	2539,5	0,0	504,0	3044
Etapas 2: 1 MMm3/d	2089,8	0,0	259,5	2349
Etapas 3: 1 MMm3/d	1470,8	0,0	240,8	1712

Nota: presupuesto preliminar.



TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

Gasoducto Centro Oeste - Ampliación de la capacidad de transporte de 8 MMm³/d con recepción en Neuquén (Loma de la Lata) y entrega en Litoral (Desvío Arijón):
ampliación en cuatro etapas incrementales de 2 MMm³/d cada una con habilitaciones estimadas en:

Etapas 1: 2 MM m³/d. Habilitación invierno 2019.

Etapas 2: 2 MM m³/d. Habilitación invierno 2019.

Etapas 3: 2 MM m³/d. Habilitación invierno 2020.

Etapas 4: 2 MM m³/d. Habilitación invierno 2021.

Obras de Loops: construcción de un total de 655 Km de gasoductos de 30" en los siguientes tramos:

Tramo	Nº	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Etapas 4	Total
Loma de la Lata Puelen	70	0	0	31	20	51
Puelen Cochico	71	0	0	27	22	49
Cochico La Mora	64	0	0	22	18	40
La Mora Beazley	Nuevo	0	36	34	23	93
Beazley Chajan	65	43	28	0	6	77
Chajan La Carlota	72	40	40	15	21	116
La Carlota Baldissera	Nuevo	37	27	21	17	102
Baldissera San Jerónimo	Nuevo	19	27	18	13	77
San Jerónimo Ald. Brasileira	89	20	32			52
Km Total		159	189	167	140	655

Obras de Compresión (nueva potencia expresada en HP):

Planta Compresora	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Etapas 4	Total
Beazley	10310	0	0	0	10310
Chajan	0	0	10310	0	10310
San Jerónimo	0	0	0	10310	10310
HP Totales	10310	0	10310	10310	30930

Etapas 1:

a) Obras en plantas compresoras:

- Planta Beazley: Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Separación de Colectores de Descarga.

TGN-1057-2016-GECOM



TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

- Planta Chajan: Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sist. de Filtrado y Enfriamiento / Sist. Auxiliares.
- Planta La Carlota: Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sist. de Filtrado y Enfriamiento / Sist. Auxiliares.
- Planta Baldissera: Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sist. de Filtrado y Enfriamiento / Sist. Auxiliares.

b) Obras en gasoductos:

- Conexión al nuevo gasoducto de 30" de 6 estaciones de medición y regulación:

<u>Etapas 1:</u>	PK
Buñes	190.3 CO
La Carlota	318.1 CO
P. Funes	325.1 CO
Baldissera	416.9 CO
M. Buey	418.2 CO
Camino Aldao	435.2 CO

- Trampas Scraper, interconexiones y válvulas de bloqueo:

<u>Etapas 1:</u>		TSL	TSR	Válvulas de bloqueo
	Tramo			
65	Beazley-Chajan		Nueva TSR	1
72	Chajan-La Carlota	Nueva TSL	Nueva TSR	1
Nuevo	La Carlota-Baldissera	Nueva TSL	Nueva TSR	1
Nuevo	Baldissera-S. Jerónimo	Nueva TSL	Nueva TSR	1
89	S. Jerónimo -Aldea Brasileira		Desplazar TSR	

TSL: Trampa Scraper Lanzadora
TSR: Trampa Scraper Receptora

Etapas 2:

a) Obras en plantas compresoras:

- Planta Chajan: Cambio de Internos.
- Planta San Jerónimo: Cambio de Internos.

b) Obras en gasoductos:

- Conexión al nuevo gasoducto de 30" de 10 estaciones de medición y regulación:



TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

<u>Etapas 2:</u>	PK
Glucovil	106.1 CO
V. Mercedes	106.5 CO
V de Conlara	108.8 CO
Cramfsa	112.8 CO
Malena	217.8 CO
CT Maranzana	224.7 CO
San Basilio	224.7 CO
Pascanas	349.9 CO
Los Surgentes	441.7 CO
Cruz Alta	462.3 CO

- Trampas Scraper, interconexiones y válvulas de bloqueo:

<u>Etapas 2:</u>		TSL	TSR	Válvulas de bloqueo
	Tramo			
Nuevo	La Mora-Beazley	Nueva TSL	Nueva TSR	1
65	Beazley-Chajan		Desplazar TSR	1
72	Chajan-La Carlota		Desplazar TSR	2
Nuevo	La Carlota-Baldissera		Desplazar TSR	1
Nuevo	Baldissera-S:Jeronimo		Desplazar TSR	1
89	S. Jeronimo -Aldea Brasileira		Desplazar TSR	

TSL: Trampa Scraper Lanzadora
TSR: Trampa Scraper Receptora

Etapas 3:

a) Obras en plantas compresoras:

- Planta Puelén: Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sist. de Filtrado y Enfriamiento / Sist. Auxiliares.
- Planta Cochico: Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sist. de Filtrado y Enfriamiento / Sist. Auxiliares.
- Planta La Mora: Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sist. de Filtrado y Enfriamiento / Sist. Auxiliares.
- Planta Baldissera: Cambio de Internos.

b) Obras en gasoductos:

- Conexión al nuevo gasoducto de 30" de 4 estaciones de medición y regulación:

<u>Etapas 3:</u>	PK
Escalante	371.1 CO
Ruta 8	375.0 CO
Arteaga	465.4 CO
S. J de la esquina	475.4 CO

- Trampas Scraper, interconexiones y válvulas de bloqueo:

TGN-1057-2016-GECOM



TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

Etapas 3:

	Tramo	TSL	TSR	Válvulas de bloqueo
70	LLL-Puelen	Nueva TSL	Falta barrel	1
71	Puelen-Cochico	Falta barrel	Nueva TSR	1
64	Cochico-La Mora	Falta barrel	Nueva TSR	1
Nuevo	La Mora-Beazley		Desplazar TSR	1
72	Chajan-La Carlota		Desplazar TSR	
Nuevo	La Carlota-Baldissera		Desplazar TSR	
Nuevo	Baldissera-S:Jeronimo		Desplazar TSR	

TSL: Trampa Scraper Lanzadora

TSR: Trampa Scraper Receptora

Etapas 4:

a) Obras en plantas compresoras:

- Planta La Mora: Cambio de Internos.
- Planta La Carlota: Cambio de Internos.

b) Obras en gasoductos:

- Conexión al nuevo gasoducto de 30" de 3 estaciones de medición y regulación:

<u>Etapas 4:</u>	PK
Las Acequias	265.2 CO
Mte Maiz	389.1 CO
Arequito-V Eloisa	493.2 CO

- Trampas Scraper, interconexiones y válvulas de bloqueo:

Etapas 4:

	Tramo	TSL	TSR	Válvulas de bloqueo
70	LLL-Puelen	Desplazar TSL		
71	Puelen-Cochico		Desplazar TSR	
64	Cochico-La Mora		Desplazar TSR	
Nuevo	La Mora-Beazley		Desplazar TSR	1
65	Beazley-Chajan		Desplazar TSR	
72	Chajan-La Carlota		Desplazar TSR	1
Nuevo	La Carlota-Baldissera		Desplazar TSR	1
Nuevo	Baldissera-S:Jeronimo		Desplazar TSR	1

TSL: Trampa Scraper Lanzadora

TSR: Trampa Scraper Receptora

Presupuesto: El costo total preliminar estimado para cada una de las 4 etapas, en pesos de agosto de 2016 (no incluye IVA), asciende a:

TGN-1057-2016-GECOM



**TRANSPORTADORA
DE GAS DEL NORTE S.A.**

\$ millones (agosto 2016)

Expansión Incremental	Loops	Compresión	Plantas Compresoras y Gasoducto	Total
Etapa 1: 2 MMm3/d	3035,6	535,1	634,6	4205
Etapa 2: 2 MMm3/d	3616,7	0,0	376,5	3993
Etapa 3: 2 MMm3/d	3194,3	535,1	694,7	4424
Etapa 4: 2 MMm3/d	2676,2	535,1	286,5	3498

Nota: presupuesto preliminar.

Cabe aclarar que los escenarios planteados son independientes y excluyentes para los gasoductos Norte y Centro Oeste respectivamente.

La propuesta de obras que se incluye en la presente está sujeta a las condiciones descriptas en los párrafos que siguen y se presenta a los fines de la determinación de factores K, en el marco de la RTI, en el entendimiento que siendo obras de expansión no revisten el carácter de obligatorias (numeral 8.1.3. de las RBLT) y que, si llegaran a ejecutarse, se aplicarán los factores K que oportunamente se determinen para cada una de ellas. Asimismo, se entiende que en función de lo previsto en el numeral 9.4.1.3. tercer párrafo de las RBLT, cualquier propuesta concreta de factor K deberá ser formulada por el ENARGAS a esta licenciataria con carácter previo a su autorización.

Cabe remarcar que la ejecución de cualquier plan de inversiones de expansión a través de factores K se encuentra sujeta a:

1. que los factores K surjan de un flujo de fondos que considere un costo de capital, costos y amortizaciones tales que TGN pueda realizar dichas obras, remunerando el capital a una tasa justa y razonable;
2. que al momento de ejecutar las obras, tanto el costo de capital (propio y de terceros) como el costo de dichas obras sea compatible con los considerados en el cálculo de los factores K;
3. que existan compromisos de contratación del volumen incremental de transporte firme cumpliendo con las condiciones establecidas en la normativa vigente y los modelos de contrato oportunamente presentados por TGN al ENARGAS;
4. que si los interesados en la contratación del volumen incremental de transporte firme estuvieran localizados en zonas diferentes a las aquí consideradas o

TGN-1057-2016-GECOM



**TRANSPORTADORA
DE GAS DEL NORTE S.A.**

demandaran un volumen distinto del aquí previsto, se recalcularán las inversiones necesarias y, por ende, los factores K de manera de cumplir con lo supuesto en el punto 1 ut supra;

Quedamos a su disposición por cualquier aclaración al respecto.

Sin otro particular, lo saludamos atentamente.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

Guillermo : Gas
Apoderado

Sebastián Mirkin
APODERADO

Adjuntos:

- Anexo I: Cronograma Certificaciones
- Anexo II: Cronograma de ejecución física (% avance)
- Anexo III: Expansión sistema Norte
- Anexo IV: Unifilar sistema TGN (NOR-EP-EQ-05P6001_18)
- Anexo V: Expansión sistema Centro Oeste

TGN-1057-2016-GECOM

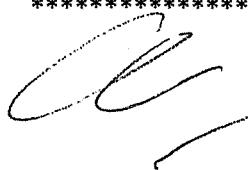
MILAZZOTTO Sofía TGN

De: Sari Enargas TGN
Enviado el: martes, 29 de noviembre de 2016 02:40 p.m.
Para: MARKMAN Johana TGN; PASCUALE Jorge TGN; MONTALDO José TGN; MIRKIN Sebastian TGN; MILAZZOTTO Sofia TGN; GRAVINO Magdalena TGN; KOVES Victoria Teresa TGN
Asunto: RV: SARI - RECEPCION DE ARCHIVOS PERIODO 201601 - 10002_TGN

De: Sistema Automatizado de Remisión Informática
Enviado: martes, 29 de noviembre de 2016 02:40:17 p.m. (UTC-03:00) Buenos Aires
Para: CARDOZO Carina TGN; POZZETTA Daniel TGN; GIOIA Maria Lujan TGN; URRUTIA Alejandro TGN; Sari Enargas TGN; MANCUSO Griselda TGN
Asunto: SARI - RECEPCION DE ARCHIVOS PERIODO 201601 - 10002_TGN

** [SMM001]
** ESTE ES UN CORREO GENERADO POR EL SISTEMA AUTOMATIZADO DE
** REMISION INFORMÁTICA - SARI - PARA SU INFORMACIÓN SOLAMENTE,
** NO RESPONDER A ESTE MAIL .

Entidad: Transportadora de Gas del Norte S.A.
Periodo: 201601
Remitió: SARI.ENARGAS@TGN.COM.AR
Recibo: 10002_20160116373015044
Enargas le confirma la recepción de los siguientes archivos:
10002_1_RTI-PIN_2016-01_20161129.rar



ANEXO I:
CRONOGRAMA CERTIFICACIONES

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Periodo (1)											
			Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
1	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Obras necesarias (incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Obras necesarias (incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Obras necesarias (incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

ANEXO I:
CRONOGRAMA CERTIFICACIONES

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Periodo 2											
			Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
1	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	690.687.463	573.873.953	45.650.378	144.957.131	451.744.809	603.385.962	374.154.968	117.233.577
2	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Obras necesarias (incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	2.009.177.819	1.466.378.753	62.262.316	114.164.036	309.559.039	493.706.882	836.160.446	1.038.913.612	952.709.773	497.520.108	232.090.454	117.135.418
5	Obras necesarias (incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.533.569.243	18.258.777
6	Obras necesarias (incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Q

ANEXO I:
CRONOGRAMA CERTIFICACIONES

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Periodo											
			Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
1	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	41.823.760	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	568.713.019	430.011.909	36.496.513	116.480.940	316.521.396	473.331.324	288.445.198	88.036.625
3	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Obras necesarias (incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	68.793.694	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Obras necesarias (incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	309.677.446	44.477.600	84.507.850	164.564.257	370.370.500	455.803.452	470.166.847	369.575.063	288.211.394	148.975.075	87.111.836	43.737.982
6	Obras necesarias (incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.213.553.707	306.343.603

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

ANEXO I:
CRONOGRAMA CERTIFICACIONES

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Periodo 4											
			Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
1	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	31.269.825	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	718.851.294	23.824.786	81.798.431	325.605.405	395.292.903	135.205.659	30.972.221
4	Obras necesarias (incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Obras necesarias (incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	35.074.907	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Obras necesarias (incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	23.925.120	47.850.240	90.042.232	174.298.308	287.842.255	389.532.277	371.763.159	310.183.789	140.718.143	74.421.535	45.301.251	22.053.380

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

ANEXO I:

CRONOGRAMA CERTIFICACIONES

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Periodo 5												Monto (en \$)
			Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	
1	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.043.512.000
2	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.349.306.750
3	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.711.550.700
4	Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.198.572.350
5	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.424.080.230
6	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.497.829.000

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

[Handwritten signature]

PLAN ANEXO II:
CRONOGRAMA DE EJECUCION FÍSICA (% de Avance)

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Etapas	Período 1											
				Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
1	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 tramos - 82,5 km												
			Loops Aprox. 4 tramos - 61,5 km												
			LAV - Cambio Internos 1 Solar T60												
			DEA - Cambio Internos 1 Solar T60												
			PUJ - Cambio Internos 1 Solar T70												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 50 km												
			Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 68,5 km												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 44 km												
			Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 39 km												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 159 km												
			Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 189 km												
			BEA - 1 Solar T70 10310 HP + Adecuación de PC												
			CHA - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam												
			LCA - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam												
			BAL - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam												
			CHA - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100												
			SJ - Cambio Internos 2 Ruston TB5000												
Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 167 km - 7 tramos												
			CHA - 1 Solar T70 10310 HP												
			PUE - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam												
			COC - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam												
			LMR - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam												
			BAL - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100												
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
7	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 140 km - 8 tramos												
			JER - 1 Solar T70 10310 HP												
			LMR - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100												
			LCA - Cambio Internos 2 Ruston TB5000												
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

PLAN ANEXO II:
CRONOGRAMA DE EJECUCION FISICA (% de Avance)

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Etapas	Periodo 2											
				Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
1	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 tramos - 82,5 km					42%	1%	2%	7%	15%	19%	10%	3%
			Loops Aprox. 4 tramos - 61,5 km					42%	1%	3%	11%	21%	16%	5%	
			LAV - Cambio Internos 1 Solar T60								80%	4%	6%	7%	
			DEA - Cambio Internos 1 Solar T60								80%	3%	7%	7%	
			PUJ - Cambio Internos 1 Solar T70								80%	3%	7%	7%	
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	23%	19%	1%	5%	15%	20%	12%	4%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	22,7%	41,6%	43,0%	47,8%	62,7%	82,5%	94,8%	98,8%
2	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 50 km												
			Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 68,5 km												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 44 km												
			Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 39 km												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 159 km		42%	1%	1%	2%	5%	10%	14%	13%	7%	3%	1%
			Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 189 km	42%	1%	1%	2%	4%	7%	11%	13%	10%	5%	2%	1%
			BEA - 1 Solar T70 10310 HP + Adecuación de PC	55%	1%	2%	3%	4%	6%	6%	7%	6%	4%	3%	2%
			CHA - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam					45%	5%	6%	7%	9%	10%	7%	6%
			LCA - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam					45%	5%	6%	7%	9%	10%	7%	6%
			BAL - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam					45%	5%	6%	7%	9%	10%	7%	6%
			CHA - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100									80%	3%	7%	7%
			SJ - Cambio Internos 2 Ruston TB5000									80%	3%	7%	7%
Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	25%	18%	1%	1%	4%	6%	10%	13%	12%	6%	3%	1%
			% de Avance Acumulado	24,5%	42,4%	43,2%	44,5%	48,3%	54,3%	64,5%	77,2%	88,8%	94,8%	97,7%	99,2%
6	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 167 km - 7 tramos											42%	1%
			CHA - 1 Solar T70 10310 HP												
			PUE - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam												
			COC - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam												
			LMR - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam												
			BAL - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100												
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	35%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	34,7%	35,1%
7	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 140 km - 8 tramos												
			JER - 1 Solar T70 10310 HP												
			LMR - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100												
			LCA - Cambio Internos 2 Ruston TB5000												
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

PLAN ANEXO II:
CRONOGRAMA DE EJECUCION FISICA (% de Avance)

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Etapas	Período 3											
				Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
1	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 tramos - 82,6 km	1%											
			Loops Aprox. 4 tramos - 61,6 km	1%											
			LAV - Cambio Internos 1 Solar T60	3%											
			DEA - Cambio Internos 1 Solar T60	3%											
			PUJ - Cambio Internos 1 Solar T70	3%											
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
2	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 50 km						42%	1%	3%	11%	21%	16%	5%
			Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 68,6 km					42,0%	1%	2%	7%	15%	19%	10%	3%
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	24%	18%	2%	5%	13%	20%	12%	4%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	24,2%	42,5%	44,1%	49,0%	62,5%	82,6%	94,9%	98,7%
3	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 44 km												
			Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 39 km												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 159 km	1%											
			Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 189 km	1%											
			BEA - 1 Solar T70 10310 HP + Adecuación de PC	1%											
			CHA - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam	5%											
			LCA - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam	5%											
			BAL - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam	5%											
			CHA - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100	3%											
			SJ - Cambio Internos 2 Ruston TB5000	3%											
Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
6	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 167 km - 7 tramos	1%	1%	2%	4%	7%	11%	12%	9%	6%	3%	1%	1%
			CHA - 1 Solar T70 10310 HP	55%	1%	2%	3%	4%	6%	6%	7%	6%	4%	3%	2%
			PUE - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam					45%	5%	6%	7%	9%	10%	7%	6%
			COC - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam					45%	5%	6%	7%	9%	10%	7%	6%
			LMR - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam					45%	5%	6%	7%	9%	10%	7%	6%
			BAL - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100									80%	3%	7%	7%
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	7%	1%	2%	4%	8%	10%	11%	8%	7%	3%	2%	1%
			% de Avance Acumulado	42,1%	43,1%	45,0%	48,7%	57,1%	67,4%	78,0%	86,4%	92,9%	98,2%	98,2%	99,2%
7	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 140 km - 8 tramos											42%	0%
			JER - 1 Solar T70 10310 HP												55%
			LMR - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100												
			LCA - Cambio Internos 2 Ruston TB5000												
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	35%	9%
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	34,7%	43,5%

PLAN ANEXO II:
CRONOGRAMA DE EJECUCION FISICA (% de Avance)

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Etapas	Periodo 4												
				Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	
1	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 tramos - 82,5 km													
			Loops Aprox. 4 tramos - 81,5 km													
			LAV - Cambio Internos 1 Solar T60													
			DEA - Cambio Internos 1 Solar T60													
			PUJ - Cambio Internos 1 Solar T70													
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
2	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 60 km	1%												
			Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 68,5 km	1%												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
3	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 44 km							42%	1%	5%	19%	23%	8%	2%
			Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 39 km							42%	1%	5%	19%	23%	8%	2%
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	42%	1%	5%	19%	23%	8%	2%	
			% de Avance Acumulado	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	42,0%	43,4%	48,2%	67,2%	90,3%	98,2%	100,0%	
4	Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 159 km													
			Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 169 km													
			BEA - 1 Solar T70 10310 HP + Adecuación de PC													
			CHA - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam													
			LCA - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam													
			BAL - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam													
			CHA - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100													
			SJ - Cambio Internos 2 Ruston TB5000													
Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
5	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 167 km - 7 tramos	1%												
			CHA - 1 Solar T70 10310 HP	1%												
			PUE - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam	5%												
			COC - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam	5%												
			LMR - Adec de PC - Colec/Separac/Enfriam	5%												
			BAL - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100	3%												
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
7	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 140 km - 8 tramos	1%	1%	3%	5%	9%	12%	12%	8%	4%	2%	1%	1%	
			JER - 1 Solar T70 10310 HP	1%	2%	3%	4%	6%	6%	7%	6%	4%	3%	2%	1%	
			LMR - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100									80%	3%	7%	7%	3%
			LCA - Cambio Internos 2 Ruston TB5000									80%	3%	7%	7%	3%
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	1%	1%	3%	5%	8%	11%	11%	9%	4%	2%	1%	1%	
			% de Avance Acumulado	44,1%	45,5%	48,1%	53,1%	61,3%	72,4%	83,1%	91,9%	95,9%	98,1%	99,4%	100,0%	

PLAN ANEXO II:
CRONOGRAMA DE EJECUCION FISICA (% de Avance)

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Localización	Etapas	Periodo 5											
				Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
1	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 tramos - 82,5 km												
			Loops Aprox. 4 tramos - 61,5 km												
			LAV - Cambio Internos 1 Solar T60												
			DEA - Cambio Internos 1 Solar T60												
			PUJ - Cambio Internos 1 Solar T70												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
2	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 50 km												
			Loops Aprox. 4 / 5 tramos - 68,5 km												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
3	Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)	Gasoducto Norte	Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 44 km												
			Loops Aprox. 3 / 4 tramos - 39 km												
Obras necesarias (Incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
4	Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 159 km												
			Loops Aprox. 5 / 6 tramos - 189 km												
			BEA - 1 Solar T70 10310 HP + Adecuación de PC												
			CHA - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam												
			LCA - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam												
			BAL - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam												
			CHA - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100												
			SJ - Cambio Internos 2 Ruston TB5000												
Obras necesarias (Incremental parcial 4.0 total 4.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
6	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 167 km - 7 tramos												
			CHA - 1 Solar T70 10310 HP												
			PUE - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam												
			COC - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam												
			LMR - Adec de PC - Colect/Seprac/Enfríam												
			BAL - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100												
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
7	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)	Gasoducto Centro Oeste	Loops 140 km - 8 tramos												
			JER - 1 Solar T70 10310 HP												
			LMR - Cambio Internos 1 SOLAR MARS 100												
			LCA - Cambio Internos 2 Ruston TB5000												
Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)			% de Avance Mensual	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
			% de Avance Acumulado	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

EXPANSIÓN SISTEMA DE GASODUCTO NORTE

Premisas obras de expansión de gasoducto:

- Se tuvieron en cuenta la cantidad de válvulas de bloqueo necesarias para cada escenario de la expansión.
- Se tuvieron en cuenta la ubicación tanto de Trampas Scraper como de Válvulas de Bloqueo existentes de los tramos Paralelos y Loops, para definir la ubicación de las trampas de scraper y válvulas de bloqueo que requieren los nuevos tramos, con la finalidad de utilizar los mismos recintos.
- Se tuvo en cuenta la instalación de interconexiones entre los tramos nuevos y los ductos existentes.
- Con la finalidad que todos los tramos sean inspeccionables mediante herramientas de inspección interna, se incluyeron el traslado y/o instalación de Trampas Scraper de Lanzamiento y Recepción de todos los tramos.
- Se incluyó la construcción de nuevas conexiones a estaciones de medición y/o regulación existentes.
- Se consideró en el análisis tanto las zonas de Clase de Trazado 3 y áreas sensibles tomando como marco normativo las Partes O y G de la NAG 100.
- Para indicar las progresivas de inicio y fin de cada tramo se asumen las correspondientes a los gasoductos troncales (Norte y San Jerónimo – Santa Fe).

Presupuesto total: \$ 7.104.369 miles

Alcance:

Gasoducto Norte - Ampliación de la capacidad de transporte de 3 MMm³/d con recepción en Salta (Campo Durán) y entrega en Litoral (Desvío Arijón): ampliación en tres etapas incrementales de 1 MMm³/d cada una con habilitaciones estimadas en:

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

Etapas 1: 1 MM m3/d. Habilitación invierno 2019.

Etapas 2: 1 MM m3/d. Habilitación invierno 2020.

Etapas 3: 1 MM m3/d. Habilitación invierno 2021.

Se adjunta elaborado TGN NOR-EP-EQ-05P6001, revisión 18 (Anexo III).

El detalle de las obras es el siguiente:

- Etapa 1 RTI (1.0 MM m3/d)

Loops:

Tramo 80:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 10,8 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Salta, entre las Plantas Compresoras Miraflores y Lumbreras. Las progresivas inicial y final son las Pk 306,2 y la Pk 317 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (nueva) y dos interconexiones a gasoductos existentes.

Se cruzará un río de importancia a cielo abierto.

Tramo 82:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 47,3 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Salta, entre las Plantas Compresoras Lumbreras y La Candelaria. Las progresivas inicial y final son las Pk 385,8 y la Pk 433,1 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan dos trampas de scraper, una de lanzamiento y otra de recepción (ambas nuevas), dos interconexiones a gasoductos existentes y una válvula de bloqueo de línea.

Se cruzarán diez ríos de importancia de los cuales uno se cruzará mediante perforación dirigida y el resto a cielo abierto.

Tramo 81:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 24,4 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Tucumán, entre las Plantas Compresoras Tucumán y Lavalle. Las progresivas inicial y final son las Pk 599,1 y la Pk 623,5 respectivamente.

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a desplazar), dos interconexiones a gasoductos existentes y una válvula de bloqueo de línea.

Se cruzarán dos ríos de importancia a cielo abierto.

Tramo 78:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 14,9 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santiago del Estero, entre las Plantas Compresoras Recreo y Dean Funes. Las progresivas inicial y final son las Pk 867,1 y la Pk 882 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de lanzamiento (a trasladar) y dos interconexiones a gasoductos existentes.

Tramo 83:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 16 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Ferreyra y Tío Pujio. Las progresivas inicial y final son las Pk 1179,1 y la Pk 1195,1 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar), una interconexión a gasoducto existente y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 84:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 8,5 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Tío Pujio y Leones. Las progresivas inicial y final son las Pk 1299,3 y la Pk 1307,8 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una interconexión a gasoducto existente.

Tramo 85:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 16,1 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santa Fe, entre las Plantas Compresoras Leones y San Jerónimo. Las progresivas inicial y final son las Pk 1399 y la Pk 1415,1 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una interconexión a gasoducto existente.

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

Tramo 89:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 6 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santa Fe, entre la Planta Compresora San Jerónimo y la Ciudad de Santa Fe. Las progresivas inicial y final son las Pk 71,2 y la Pk 77,2 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y dos interconexiones a gasoductos existentes.

Potencia Adicional Etapa 1

Plantas Compresoras:

No hay HP Adicional

Obras Complementarias Etapa 1

Plantas Compresoras

Lavalle:

Cambio de internos en T60:

Se realizarán los cambios de internos del compresor Solar de la Taurus 60S de acuerdo a las condiciones operativas fijadas en el aumento de capacidad del sistema Norte, además se incluirán todas las obras de adecuación del sistema de control que sean necesarias para una operación segura.

Recreo:

Conexión de salida planta T78:

Se realizaran las obras y trabajos necesarios de instrumentación y control para la expansión a realizar en el Gasoducto Norte del Tramo 78 salida de Planta Recreo que consisten en el Conexionado, Automatización y Control Remoto (SCADA) desde el sistema de Control (STN-PLC y ESD-PLC) de Gas de todas las Válvulas involucradas de la Planta Turbocompresora para asegurar una condición segura durante la operación y el mantenimiento.

Transferencias reguladas descarga:

Se realizaran las obras para la instalación de una línea de transferencia regulada entre los gasoductos N1T, N1L y N1P a la descarga de la planta Recreo y los trabajos consisten en la instalación de un sistema de regulación con sus válvulas de aislación, toda la instrumentación necesaria para el buen funcionamiento, el Conexionado, la Automatización y el sistema de Control (STN-PLC y ESD-PLC) para su operación remota (SCADA) desde el despacho de gas.

Dean Funes:

Cambio de internos en T60:

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

Se realizarán los cambios de internos del compresor Solar de la Taurus 60S de acuerdo a las condiciones operativas fijadas en el aumento de capacidad del sistema Norte, además se incluirán todas las obras de adecuación del sistema de control que sean necesarias para una operación segura.

Transferencias reguladas succión:

Se realizaran las obras para la instalación de una línea de transferencia regulada entre los gasoductos N1T y N1P a la succión de la planta Dean Funes y los trabajos consisten en la instalación de un sistema de regulación con sus válvulas de aislación, toda la instrumentación necesaria para el buen funcionamiento, el Conexionado, la Automatización y el sistema de Control (STN-PLC y ESD-PLC) para su operación remota (SCADA) desde el despacho de gas.

Tio Pujio:

Cambio de internos en T70

Se realizarán los cambios de internos del compresor Solar de la Taurus 70S de acuerdo a las condiciones operativas fijadas en el aumento de capacidad del sistema Norte, además se incluirán todas las obras de adecuación del sistema de control que sean necesarias para una operación segura.

EM&R

Se realizaran las obras para la instalación de una conexión a las (10) Estaciones de Medición y Regulación (EM&R's) al gasoducto paralelo de 30" del Gasoducto Norte.

La premisa para esta obra es otorgar a las Estaciones y al sistema mayor flexibilidad operativa desde el punto de vista de la seguridad del suministro.

Básicamente la obra incluirá para cada Estación una Conexión al gasoducto paralelo, la Construcción y montaje de Sistema Limitador de presión (necesario debido a que el nuevo gasoducto paralelo tiene una máxima presión admisible de operación - MAPO - mayor a los gasoductos existentes), el Tendido de ramales de derivación y los Empalmes a las derivaciones existentes mediante los operativos necesarios para cada caso (Stople, Hot-Tap, etc.).

Las instalaciones para esta etapa son:

- | | | |
|-----------------|-------------|-------------------------------|
| 1. Anta | PK 404.3 N | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 2. Rio Piedras | PK 410.9 N | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 3. Metan | PK 421.7 N | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 4. Tucuman Sur | PK 608.5 N | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 5. Mista | PK 623.5 N | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 6. Centro Este | PK 1181 N | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 7. Rio Tercero | PK 1192 N | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 8. Vidal Abal | PK 1195.1 N | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 9. Armstrong | PK 1403 N | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 10. Las Parejas | PK 1408.2 N | Conexión al nuevo loop de 30" |

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

- Etapa 2 RTI (2.0 MM m³/d)

Loops:

Tramo 80:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 8,7 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Salta, entre las Plantas Compresores Miraflores y Lumbreras. Las progresivas inicial y final son las Pk 317 y la Pk 325,7 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y dos interconexiones a gasoductos existentes.

Se cruzarán dos ríos de importancia mediante perforación dirigida.

Tramo 82:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 20,7 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Salta, entre las Plantas Compresoras Lumbreras y La Candelaria. Las progresivas inicial y final son las Pk 433,1 y la Pk 453,8 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar), dos interconexiones a gasoductos existentes y una válvula de bloqueo de línea.

Se cruzarán dos ríos de importancia que se cruzarán a cielo abierto.

Tramo 81:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 20,9 km. Se encuentra emplazado en las provincias de Tucumán y Santiago del Estero, entre las Plantas Compresoras Tucumán y Lavalle. Este tramo presenta dos subtramos, uno entre la Pk 623,5 y la Pk 638 y el otro entre la Pk 694,5 y la Pk 700,9.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y dos interconexiones a gasoductos existentes.

Tramo 78:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 14,9 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santiago del Estero, entre las Plantas

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

Compresoras Recreo y Dean Funes. Las progresivas inicial y final son las Pk 852,1 y la Pk 867 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de lanzamiento (a trasladar).

Tramo 83:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 14,8 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Ferreyra y Tío Pujio. Las progresivas inicial y final son las Pk 1195,1 y la Pk 1209,9 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar), una interconexión a gasoducto existente y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 84:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 8,4 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Tío Pujio y Leones. Las progresivas inicial y final son las Pk 1307,8 y la Pk 1316,2 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una interconexión a gasoducto existente.

Tramo 85:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 16,1 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santa Fe, entre las Plantas Compresoras Leones y San Jerónimo. Las progresivas inicial y final son las Pk 1415,1 y la Pk 1431,2 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar), una interconexión a gasoducto existente y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 89:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 14 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santa Fe, entre la Planta Compresora San Jerónimo y la Ciudad de Santa Fe. Las progresivas inicial y final son las Pk 77,2 y la Pk 91,2 respectivamente.

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar), dos interconexiones a gasoductos existentes y una válvula de bloqueo de línea.

Potencia Adicional Etapa 2

Plantas Compresoras:

No hay HP Adicional

Obras Complementarias Etapa 2

Plantas Compresoras

No hay

EM&R

Se realizaran las obras para la instalación de una conexión a las (3) Estaciones de Medición y Regulación (EM&R's) al gasoducto paralelo de 30" del Gasoducto Norte.

La premisa para esta obra es otorgar a las Estaciones y al sistema mayor flexibilidad operativa desde el punto de vista de la seguridad del suministro.

Básicamente la obra incluirá para cada Estación una Conexión al gasoducto paralelo, la Construcción y montaje de Sistema Limitador de presión (necesario debido a que el nuevo gasoducto paralelo tiene una máxima presión admisible de operación - MAPO - mayor a los gasoductos existentes), el Tendido de ramales de derivación y los Empalmes a las derivaciones existentes mediante los operativos necesarios para cada caso (Stople, Hot-Tap, etc.).

Las instalaciones para esta etapa son:

1. R de la Frontera PK 453.8 N Conexión al nuevo loop de 30"
2. Cañada de Gomez PK 1422.5 N Conexión al nuevo loop de 30"
3. Barrancas PK 80 T Conexión al nuevo loop de 30"

- Etapa 3 RTI (3.0 MM m3/d)

Loops:

Tramo 80:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 4,1 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Salta, entre las Plantas Compresores Miraflores y Lumbreras. Las progresivas inicial y final son las Pk 325,7 y la Pk 329,8 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y dos interconexiones a gasoductos existentes.

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

Tramo 82:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 20,3 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Salta, entre las Plantas Compresoras Lumbreras y La Candelaria. Las progresivas inicial y final son las Pk 453,8 y la Pk 474,1 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar), dos interconexiones a gasoductos existentes y una válvula de bloqueo de línea.

Se cruzará solo un río de importancia mediante perforación dirigida.

Tramo 81:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 19,8 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santiago del Estero, entre las Plantas Compresoras Tucumán y Lavalle. Las progresivas inicial y final son las Pk 700,9 y la Pk 721,1 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar).

Tramo 83:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 8,2 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Ferreyra y Tío Pujio. Las progresivas inicial y final son las Pk 1209,9 y la Pk 1218,1 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una interconexión a gasoducto existente.

Tramo 84:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 7,3 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Tío Pujio y Leones. Las progresivas inicial y final son las Pk 1316,2 y la Pk 1323,3 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una interconexión a gasoducto existente.

Tramo 85:

4



ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 7,4 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santa Fe, entre las Plantas Compresoras Leones y San Jerónimo. Las progresivas inicial y final son las Pk 1431,2 y la Pk 1438,6 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una interconexión a gasoducto existente.

Tramo 89:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 16,3 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santa Fe, entre la Planta Compresora San Jerónimo y la Ciudad de Santa Fe. Las progresivas inicial y final son las Pk 91,2 y la Pk 107,5 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y dos interconexiones a gasoductos existentes.

Potencia Adicional Etapa 3

Plantas Compresoras:

Obras Complementarias Etapa 3

Plantas Compresoras

Lavalle:

Conexión de entrada planta T81:

Se realizarán las obras y trabajos necesarios de instrumentación y control para la expansión a realizar en el Gasoducto Norte del Tramo 81 ingreso a Planta Lavalle que consisten en el Conexionado, Automatización y Control Remoto (SCADA) desde el sistema de Control (STN-PLC y ESD-PLC) de Gas de todas las Válvulas involucradas de la Planta Motocompresora y la Turbocompresora para asegurar una condición segura durante la operación y el mantenimiento.

Transferencias reguladas succión:

Se realizarán las obras para la instalación de una línea de transferencia regulada entre los gasoductos N1T, N1L y N1P a la succión de la planta Lavalle y los trabajos consisten en la instalación de un sistema de regulación con sus válvulas de aislación, toda la instrumentación necesaria para el buen funcionamiento, el Conexionado, la Automatización y el sistema de Control (STN-PLC y ESD-PLC) para su operación remota (SCADA) desde el despacho de gas.

 EM&R


COPIA FIEL DEL ORIGINAL

ANEXO III: RTI-PIN – PLAN DE EXPANSIONES TGN – DESCRIPCIÓN PROYECTOS

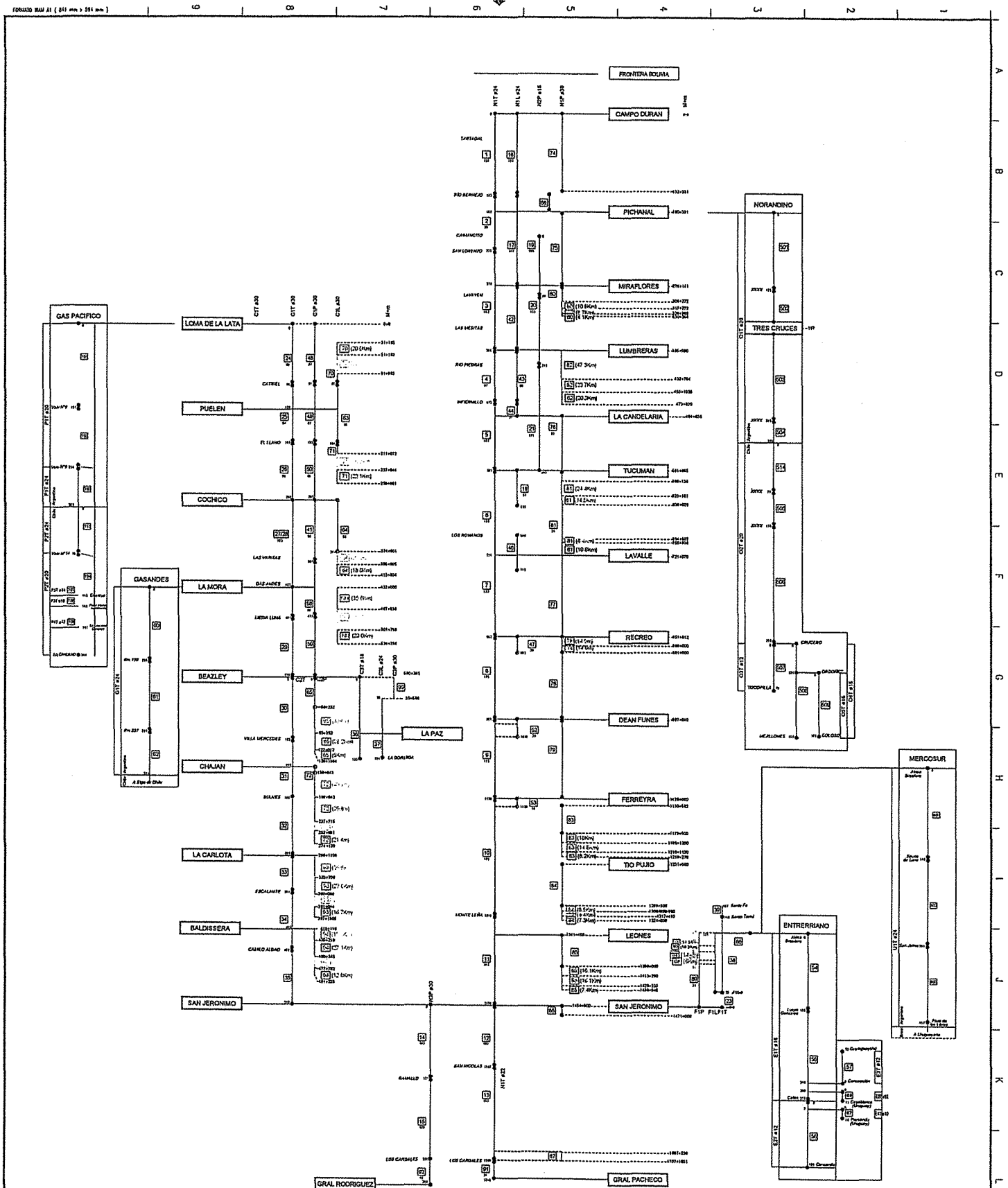
Se realizaran las obras para la instalación de una conexión a las (4) Estaciones de Medición y Regulación (EM&R's) al gasoducto paralelo de 30" del Gasoducto Norte.

La premisa para esta obra es otorgar a las Estaciones y al sistema mayor flexibilidad operativa desde el punto de vista de la seguridad del suministro.

Básicamente la obra incluirá para cada Estación una Conexión al gasoducto paralelo, la Construcción y montaje de Sistema Limitador de presión (necesario debido a que el nuevo gasoducto paralelo tiene una máxima presión admisible de operación - MAPO - mayor a los gasoductos existentes), el Tendido de ramales de derivación y los Empalmes a las derivaciones existentes mediante los operativos necesarios para cada caso (Stople, Hot-Tap, etc.).

Las instalaciones para esta etapa son:

- | | |
|----------------|---|
| 1. James Craik | PK 1211.2 N Conexión al nuevo loop de 30" |
| 2. San Marcos | PK 1319.6 N Conexión al nuevo loop de 30" |
| 3. Correa | PK 1436.5 N Conexión al nuevo loop de 30" |
| 4. Galvez | PK 98 T Conexión al nuevo loop de 30" |



REFERENCIAS

- |  Tramo / Longitud |
|--|
|  1016 Trampa scrapper fija |
|  743 Trampa scrapper móvil |
|  Planta compresores |
|  Planta compresores en construcción |
|  Localidades |

Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 1.0 MMm3/d)
Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 2.0 MMm3/d)
Obras necesarias (incremental parcial 1.0 total 3.0 MMm3/d)

-----	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 2.0 MMm3/d)
-----	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 4.0 MMm3/d)
-----	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 6.0 MMm3/d)
-----	Obras necesarias (Incremental parcial 2.0 total 8.0 MMm3/d)

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

[illegible]

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

EXPANSIÓN SISTEMA DE GASODUCTO CENTRO - OESTE

Premisas obras de expansión de gasoducto:

- Se tuvieron en cuenta la cantidad de válvulas de bloqueo necesarias para cada escenario de la expansión.
- Se tuvieron en cuenta la ubicación tanto de Trampas Scraper como de Válvulas de Bloqueo existentes de los tramos Paralelos y Loops, para definir la ubicación de las trampas de scraper y válvulas de bloqueo que requieren los nuevos tramos, con la finalidad de utilizar los mismos recintos.
- Se tuvo en cuenta la instalación de interconexiones entre los tramos nuevos y los ductos existentes.
- Con la finalidad que todos los tramos sean inspeccionables mediante herramientas de inspección interna, se incluyeron el traslado y/o instalación de Trampas Scraper de Lanzamiento y Recepción de todos los tramos.
- Se incluyó la construcción de nuevas conexiones a estaciones de medición y/o regulación existentes.
- Se consideró en el análisis tanto las zonas de Clase de Trazado 3 y áreas sensibles tomando como marco normativo las Partes O y G de la NAG 100.
- Para indicar las progresivas de inicio y fin de cada tramo se asumen las correspondientes a los gasoductos troncales de los sistemas C1T (Loma La Lata – Beazley), C2T (Beazley – San Jerónimo) y al gasoducto paralelo San Jerónimo – Santa Fe (sistema F1P).

Presupuesto total: \$ 16.120.482 miles

Alcance:

Gasoducto Centro Oeste - Ampliación de la capacidad de transporte de 8 MMm³/d con recepción en Neuquén (Loma de la Lata) y entrega en Litoral (Desvío Arijón): ampliación en cuatro etapas incrementales de 2 MMm³/d cada

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

una con habilitaciones estimadas en:

Etapa 1: 2 MM m³/d. Habilitación invierno 2019.

Etapa 2: 2 MM m³/d. Habilitación invierno 2019.

Etapa 3: 2 MM m³/d. Habilitación invierno 2020.

Etapa 4: 2 MM m³/d. Habilitación invierno 2021.

Se adjunta elaborado TGN NOR-EP-EQ-05P6001, revisión 18 (Anexo III).

El detalle de las obras es el siguiente:

- Etapa 1 RTI (2.0 MM m³/d)

Loops:

Tramo 65:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 43 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Mendoza, entre las Plantas Compresoras Beazley y Chaján. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 50,2 y la Pk 93,2 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (nueva) y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 72:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 40,1 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Chaján y La Carlota. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 158,9 y la Pk 199 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de lanzamiento y otra de recepción (ambas nuevas) y una válvula de bloqueo de línea.

Se cruzará solo un río de importancia a cielo abierto.

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 36,6 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras La Carlota y Baldissera. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 297,1 y la Pk 333,7 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de lanzamiento y otra de recepción (ambas nuevas) y una válvula de bloqueo de línea.

Se cruzará solo un río de importancia a cielo abierto.

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 19,1 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Baldissera y San Jerónimo. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 416,1 y la Pk 435,2 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de lanzamiento y otra de recepción (ambas nuevas) y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 89:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 20 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santa Fe, entre la Planta Compresora San Jerónimo y la Ciudad de Santa Fe. Las progresivas inicial y final del sistema F1P son las Pk 71,2 y la Pk 91,2 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar). Cabe aclarar, que si la Etapa 1 y la Etapa 2 se ejecutan en simultáneo, sólo corresponde este traslado de trampa scraper a la etapa 2.

Potencia Adicional Etapa 1

Plantas Compresoras:

Beazley se adiciona 10310 HP

Se realizarán las obras para la instalación de 10310 HP de potencia adicional, para ello es necesario hacer el relevamiento, la ingeniería básica, realización de ingeniería de detalle, suministro de todos los equipos y elementos necesarios para su correcto funcionamiento, instalación, programación, pruebas FAT, commissioning, puesta en marcha y documentación conforme a obra.

Las principales tareas serán:

1. Instalación de un Turbo compresor de 10310 HP con todas sus instalaciones principales (válvulas, colectores, medición, etc.) y auxiliares para interconectarlo con la planta existente.
2. Provisión de la ingeniería de detalle correspondiente a todas las áreas y especialidades.
3. Provisión y montaje del nuevo colector de descarga.
4. Provisión y montaje de cañerías para la vinculación de la salida de planta hacia el Tramo 99 - Ø=30" (Línea 1000)
5. Provisión y montaje de cañerías para la vinculación de la entrada de planta al Tramo 59 - Ø=30" (Línea 7000).
6. Provisión y montaje de los tramos de medición de caudal de salida de planta hacia las Líneas 8000 y 1000.
7. Provisión y montaje de la línea de transferencia entre colectores de descarga de planta.

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

8. Provisión y montaje de la línea de reciclo largo de ambos colectores de descarga.
9. Separación de mazos aeroenfriador del colector de descarga existente y vinculación de los mismos al nuevo colector de descarga.
10. Reubicación de la válvula XNV-5400 y provisión y montaje de la línea de gas enfriado a la succión de los TTCC Taurus con su correspondiente válvula XNV-5404 de vinculación al nuevo colector.
11. Provisión y montaje de la línea de By Pass de colectores de 24" con su correspondiente válvula de retención entre el colector de succión de planta y el nuevo colector de descarga.
12. Provisión y montaje de las nuevas válvulas de descarga de los TTCC 6100 y 6300 de vinculación al nuevo colector.
13. Elaboración de la documentación conforme a obra, una vez concluido el proyecto y puesta en funcionamiento de los equipos instalados.
14. Provisión de contrato de una empresa de la Lista 0 de TGN para la adecuación y programación de los paneles de control de planta STN, ESD-PLC, redes de control y sistema HMI.
15. Provisión y montaje de un nuevo colector de descarga de Ø24"
16. Provisión y montaje de las válvulas automáticas de entrada, salida y by pass de planta.
17. Provisión y montaje del tramo de medición ultrasónico de caudal de salida de planta Ø24" con toda su instrumentación asociada.
18. Provisión y montaje de la línea de reciclo largo del nuevo colector de descarga.
19. Desvinculación de dos bahías del aeroenfriador (E-3001 A/B) del colector de descarga existente y vinculación al nuevo colector de descarga.
20. Provisión y montaje de la línea de By Pass de colectores de 24" con su correspondiente válvula de retención entre el colector de succión de planta y el nuevo colector de descarga.
21. Provisión y montaje de las nuevas líneas con válvulas automáticas de descarga de los TTCC 3101, 3102, 3103 y 3104 de vinculación al nuevo colector con toda su instrumentación asociada.
22. Adecuación y/o instalación de los colectores de venteo de planta Ø18" para permitir una fácil instalación del nuevo colector de descarga.
23. Adecuación del sistema de control de los turbocompresores para que puedan operar descargando al nuevo colector.
24. Adecuación y programación de los paneles de control de planta STN, ESD-PLC, redes de control y sistema HMI.
25. Provisión y montaje de nueva iluminación localizada en la zona de las válvulas de entrada a planta.

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

26. Provisión y montaje de todas las canalizaciones para los dispositivos automáticos y de control a instalar hasta la sala de control.

Obras en Plantas compresoras y Gasoducto Etapa 1

Plantas Compresoras

Beazley:

Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Separación de Colectores de Descarga:

La descripción fue incorporada junto con en el adicional de Potencia en esta etapa de la RTI (2.0 MM m3/d)

Chajan:

Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sistema de Filtrado y Enfriamiento / Sistemas Auxiliares:

Se realizaran las obras para la adecuación que constan en:

Aumentar la capacidad del sistema de filtrado con la instalación de un equipo separador con todas sus instalaciones principales (válvulas, instrumentación, control, etc.) y auxiliares interconectados con la planta existente.

Instalar nuevos colectores de succión y descarga para el nuevo caudal interconectados con la planta existente.

Instalar un sistema de venteo para los nuevos colectores de succión y descarga con todo el sistema automático incorporado al sistema de control de planta.

Se verificará el sistema de enfriamiento y de ser necesario se agregará un nuevo equipo de enfriamiento con todas sus válvulas y servicios auxiliares y se vinculará con el nuevo colector de descarga manteniendo el original en el existente.

Todas las nuevas instalaciones estarán interconectadas y controladas desde el STN-PLC y ESD-PLC.

SE deberán verificar todos los sistemas auxiliares desde Generación, sistema de control, drenajes, etc. para asegurar la operación y el mantenimiento.

Para obtener un buen resultado es necesario hacer el relevamiento, la ingeniería básica, realización de ingeniería de detalle, suministro de todos los equipos y elementos necesarios para su correcto funcionamiento, instalación, programación, pruebas FAT, commissioning, puesta en marcha y documentación conforme a obra.

La Carlota:

Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sistema de Filtrado y Enfriamiento / Sistemas Auxiliares:

Se realizaran las obras para la adecuación que constan en:

Aumentar la capacidad del sistema de filtrado con la instalación de un equipo separador con todas sus instalaciones principales (válvulas, instrumentación, control, etc.) y auxiliares interconectados con la planta existente.

Instalar nuevos colectores de succión y descarga para el nuevo caudal interconectados con la planta existente.

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

Instalar un sistema de venteo para los nuevos colectores de succión y descarga con todo el sistema automático incorporado al sistema de control de planta.

Se verificará el sistema de enfriamiento y de ser necesario se agregará un nuevo equipo de enfriamiento con todas sus válvulas y servicios auxiliares y se vinculará con el nuevo colector de descarga manteniendo el original en el existente.

Todas las nuevas instalaciones estarán interconectadas y controladas desde el STN-PLC y ESD-PLC.

Se deberán verificar todos los sistemas auxiliares desde sistema de control, drenajes, etc. para asegurar la operación y el mantenimiento.

Para obtener un buen resultado es necesario hacer el relevamiento, la ingeniería básica, realización de ingeniería de detalle, suministro de todos los equipos y elementos necesarios para su correcto funcionamiento, instalación, programación, pruebas FAT, commissioning, puesta en marcha y documentación conforme a obra.

Baldissera:

Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sistema de Filtrado y Enfriamiento / Sistemas Auxiliares:

Se realizaran las obras para la adecuación que constan en:

Aumentar la capacidad del sistema de filtrado con la instalación de un equipo separador con todas sus instalaciones principales (válvulas, instrumentación, control, etc.) y auxiliares interconectados con la planta existente.

Instalar nuevos colectores de succión y descarga para el nuevo caudal interconectados con la planta existente.

Instalar un sistema de venteo para los nuevos colectores de succión y descarga con todo el sistema automático incorporado al sistema de control de planta.

Se verificará el sistema de enfriamiento y de ser necesario se agregará un nuevo equipo de enfriamiento con todas sus válvulas y servicios auxiliares y se vinculará con el nuevo colector de descarga manteniendo el original en el existente.

Todas las nuevas instalaciones estarán interconectadas y controladas desde el STN-PLC y ESD-PLC.

SE deberán verificar todos los sistemas auxiliares desde Generación, sistema de control, drenajes, etc. para asegurar la operación y el mantenimiento.

Para obtener un buen resultado es necesario hacer el relevamiento, la ingeniería básica, realización de ingeniería de detalle, suministro de todos los equipos y elementos necesarios para su correcto funcionamiento, instalación, programación, pruebas FAT, commissioning, puesta en marcha y documentación conforme a obra.

EM&R

Se realizaran las obras para la instalación de una conexión a las (6) Estaciones de Medición y Regulación (EM&R's) a los gasoductos loops del Gasoducto Centro Oeste.

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

La premisa para esta obra es otorgar a las estaciones y al sistema mayor flexibilidad operativa desde el punto de vista de la seguridad del suministro.

Básicamente la obra incluirá para cada estación una conexión al gasoducto paralelo, la construcción y montaje de sistema limitador de presión (necesario debido a que el nuevo gasoducto paralelo tiene una máxima presión admisible de operación - MAPO - mayor a los gasoductos existentes), el tendido de ramales de derivación y los empalmes a las derivaciones existentes mediante los operativos necesarios para cada caso (Stople, Hot-Tap, etc.).

Las instalaciones para esta etapa son:

➤ Bulnes	Pk 190.3 CO	Conexión al nuevo loop de 30"
➤ La Carlota	PK 318.1 CO	Conexión al nuevo loop de 30"
➤ P. Funes	PK 325.1 CO	Conexión al nuevo loop de 30"
➤ Baldissera	PK 416.9 CO	Conexión al nuevo loop de 30"
➤ M.Buey	Pk 418.2 CO	Conexión al nuevo loop de 30"
➤ Camino Aldao	PK 435.2 CO	Conexión al nuevo loop de 30"

- Etapa 2 RTI (4.0 MM m3/d)

Loops:

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 35,6 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Mendoza, entre las Plantas Compresoras La Mora y Beazley. Las progresivas inicial y final del sistema C1T son las Pk 431,1 y la Pk 466,7 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de lanzamiento y otra de recepción (ambas nuevas) y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 65:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 28,2 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Mendoza, entre las Plantas Compresoras Beazley y Chaján. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 93,2 y la Pk 121,4 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 72:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 39,8 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas

4

7

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

Compresoras Chaján y La Carlota. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 199 y la Pk 238,8 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y dos válvulas de bloqueo de línea.

Se cruzarán dos ríos de importancia a cielo abierto.

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 27 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras La Carlota y Baldissera. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 333,7 y la Pk 360,7 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una válvula de bloqueo de línea.

Se cruzará solo un río de importancia a cielo abierto.

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 27,1 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Baldissera y San Jerónimo. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 435,2 y la Pk 462,3 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 89:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 31,5 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Santa Fe, entre la Planta Compresora San Jerónimo y la Ciudad de Santa Fe. Las progresivas inicial y final del sistema F1P son las Pk 91,2 y la Pk 122,7 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar).

Potencia Adicional Etapa 2

Plantas Compresoras:

No hay HP Adicional

Obras en Plantas compresoras y Gasoducto Etapa 2

Plantas Compresoras

San Jerónimo:

Cambio de internos en 2 Compresores Ruston Couper TB5000:

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

Se realizarán los cambios de internos del compresor Couper de acuerdo a las condiciones operativas fijadas en el aumento de capacidad del sistema Centro Oeste, además se incluirán todas las obras de adecuación del sistema de control que sean necesarias para una operación segura.

Chajan:

Cambio de internos Compresores Solar Mars 100:

Se realizarán los cambios de internos del compresor Solar Mars de acuerdo a las condiciones operativas fijadas en el aumento de capacidad del sistema Centro Oeste, además se incluirán todas las obras de adecuación del sistema de control que sean necesarias para una operación segura.

EM&R

Se realizarán las obras para la instalación de una conexión a las (10) Estaciones de Medición y Regulación (EM&R's) a los gasoductos loops del Gasoducto Centro Oeste.

La premisa para esta obra es otorgar a las Estaciones y al sistema mayor flexibilidad operativa desde el punto de vista de la seguridad del suministro.

Básicamente la obra incluirá para cada Estación una Conexión al gasoducto paralelo, la Construcción y montaje de Sistema Limitador de presión (necesario debido a que el nuevo gasoducto paralelo tiene una máxima presión admisible de operación - MAPO - mayor a los gasoductos existentes), el Tendido de ramales de derivación y los Empalmes a las derivaciones existentes mediante los operativos necesarios para cada caso (Stople, Hot-Tap, etc.).

Las instalaciones para esta etapa son:

- | | |
|-----------------|--|
| ➤ Glucovil | PK 106.1 COConexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ V. Mercedes | PK 106.5 COConexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ V de Conlara | PK 108.8 COConexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ Cramfsa | PK 112.8 COConexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ Malena | PK 217.8 COConexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ CT Maranzana | PK 224.7 COConexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ San Basilio | PK 224.7 COConexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ Pascanas | PK 349.9 COConexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ Los Surgentes | PK 441.7 COConexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ Cruz Alta | PK 462.3 COConexión al nuevo loop de 30" |

- Etapa 3 RTI (6.0 MM m3/d)

Loops:

Tramo 70:

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 30,8 km. Se encuentra emplazado en las provincias de Neuquén y Río Negro, entre Loma La Lata y la Planta Compresora Puelen. Las progresivas inicial y final del sistema C1T son las Pk 51,2 y la Pk 82 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de lanzamiento (nueva), la instalación del barrel en la trampa de scraper de recepción y una válvula de bloqueo de línea.

Se cruzarán cuatro ríos de importancia a cielo abierto.

Tramo 71:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 26,8 km. Se encuentra emplazado en la provincia de La Pampa, entre las Plantas Compresoras Puelen y Cochico. Las progresivas inicial y final del sistema C1T son las Pk 211 y la Pk 237,8 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan la instalación del barrel en la trampa de scraper de lanzamiento, una nueva trampa de scraper de recepción y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 64:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 21,6 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Mendoza, entre las Plantas Compresoras Cochico y La Mora. Las progresivas inicial y final del sistema C1T son las Pk 374,5 y la Pk 396,1 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan la instalación del barrel en la trampa de scraper de lanzamiento, una nueva trampa de scraper de recepción y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 33,9 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Mendoza, entre las Plantas Compresoras La Mora y Beazley. Las progresivas inicial y final del sistema C1T son las Pk 466,7 y la Pk 500,6 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una válvula de bloqueo de línea.

Se cruzarán solo un río de importancia a cielo abierto.

Tramo 72:

4

Q

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 15 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Chaján y La Carlota. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 238,8 y la Pk 253,8 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar).

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 21,3 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras La Carlota y Baldissera. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 360,7 y la Pk 382 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar).

Se cruzará solo un río de importancia a cielo abierto.

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 17,7 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Baldissera y San Jerónimo. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 462,3 y la Pk 480 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar).

Potencia Adicional Etapa 3

Plantas Compresoras:

Chajan se adiciona 10310 HP

Se realizarán las obras para la instalación de 10310 HP de potencia adicional, para ello es necesario hacer el relevamiento, la ingeniería básica, realización de ingeniería de detalle, suministro de todos los equipos y elementos necesarios para su correcto funcionamiento, instalación, programación, pruebas FAT, commissioning, puesta en marcha y documentación conforme a obra.

Las principales tareas serán:

1. Instalación de un Turbo compresor de 10310 HP con todas sus instalaciones principales (válvulas, colectores, medición, etc.) y auxiliares para interconectarlo con la planta existente.

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

2. Provisión de la ingeniería de detalle correspondiente a todas las áreas y especialidades.
3. Provisión y montaje de los nuevos colector de succión y descarga interconectados con la planta existente.
4. Provisión y montaje de cañerías para la vinculación de la Salida de planta al nuevo Tramo Ø=30" (Línea 8000).
5. Provisión y montaje de la línea de transferencia entre colectores de descarga de planta.
6. Provisión y montaje de la línea de reciclo largo de colectores de descarga.
7. Elaboración de la documentación conforme a obra, una vez concluido el proyecto y puesta en funcionamiento de los equipos instalados.
8. Provisión y montaje del tramo de medición ultrasónico de caudal de salida de planta Ø24" con toda su instrumentación asociada.
9. Provisión y montaje de la línea de reciclo largo del nuevo colector de descarga.
10. Instalar un nuevo aerofriador si fuese necesario sobre el colector de descarga existente y vinculación al 2° colector de descarga.
11. Instalación del colector y chimenea de venteo de la nueva TC.
12. Adecuación del sistema de control de los turbocompresores para que puedan operar descargando al 2° colector.
13. Adecuación y programación de los paneles de control de planta STN, ESD-PLC, redes de control y sistema HMI.
14. Provisión y montaje de nueva iluminación localizada en la zona de las nuevas instalaciones de planta.
15. Provisión y montaje de todas las canalizaciones para los dispositivos automáticos y de control a instalar hasta la sala de control.

Obras en Plantas compresoras y Gasoducto Etapa 3

Plantas Compresoras

Puelen:

Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sistema de Filtrado y Enfriamiento / Sistemas Auxiliares:

Se realizaran las obras para la adecuación que constan en:

Aumentar la capacidad del sistema de filtrado con la instalación de un equipo separador con todas sus instalaciones principales (válvulas, instrumentación, control, etc.) y auxiliares interconectados con la planta existente.

Verificar y si fuese necesario Instalar nuevos colectores de succión y descarga interconectados con la planta existente para el nuevo caudal.

Instalar un sistema de venteo para los nuevos colectores de succión y descarga con todo el sistema automático incorporado al sistema de control de planta.

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

Se verificará el sistema de enfriamiento y de ser necesario se agregará un nuevo equipo de enfriamiento con todas sus válvulas y servicios auxiliares y se vinculará con el nuevo colector de descarga manteniendo el original en el existente.

Todas las nuevas instalaciones estarán interconectadas y controladas desde el STN-PLC y ESD-PLC.

Se deberán verificar todos los sistemas auxiliares desde sistema de control, drenajes, etc. para asegurar la operación y el mantenimiento.

Para obtener un buen resultado es necesario hacer el relevamiento, la ingeniería básica, realización de ingeniería de detalle, suministro de todos los equipos y elementos necesarios para su correcto funcionamiento, instalación, programación, pruebas FAT, commissioning, puesta en marcha y documentación conforme a obra.

Cochico:

Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sistema de Filtrado y Enfriamiento / Sistemas Auxiliares:

Se realizaran las obras para la adecuación que constan en:

Aumentar la capacidad del sistema de filtrado con la instalación de un equipo separador con todas sus instalaciones principales (válvulas, instrumentación, control, etc.) y auxiliares interconectados con la planta existente.

Verificar y si fuese necesario Instalar nuevos colectores de succión y descarga interconectados con la planta existente para el nuevo caudal.

Instalar un sistema de venteo para los nuevos colectores de succión y descarga con todo el sistema automático incorporado al sistema de control de planta.

Se verificará el sistema de enfriamiento y de ser necesario se agregará un nuevo equipo de enfriamiento con todas sus válvulas y servicios auxiliares y se vinculará con el nuevo colector de descarga manteniendo el original en el existente.

Todas las nuevas instalaciones estarán interconectadas y controladas desde el STN-PLC y ESD-PLC.

Se deberán verificar todos los sistemas auxiliares desde sistema de control, drenajes, etc. para asegurar la operación y el mantenimiento.

Para obtener un buen resultado es necesario hacer el relevamiento, la ingeniería básica, realización de ingeniería de detalle, suministro de todos los equipos y elementos necesarios para su correcto funcionamiento, instalación, programación, pruebas FAT, commissioning, puesta en marcha y documentación conforme a obra.

La Mora:

Adecuación Cañerías de Succión y Descarga / Sistema de Filtrado y Enfriamiento / Sistemas Auxiliares:

Se realizaran las obras para la adecuación que constan en:

Aumentar la capacidad del sistema de filtrado con la instalación de un equipo separador con todas sus instalaciones principales (válvulas, instrumentación, control, etc.) y auxiliares interconectados con la planta existente.

4

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

Verificar y si fuese necesario Instalar nuevos colectores de succión y descarga interconectados con la planta existente para el nuevo caudal.

Instalar un sistema de venteo para los nuevos colectores de succión y descarga con todo el sistema automático incorporado al sistema de control de planta.

Se verificará el sistema de enfriamiento y de ser necesario se agregará un nuevo equipo de enfriamiento con todas sus válvulas y servicios auxiliares y se vinculará con el nuevo colector de descarga manteniendo el original en el existente.

Todas las nuevas instalaciones estarán interconectadas y controladas desde el STN-PLC y ESD-PLC.

Se deberán verificar todos los sistemas auxiliares desde sistema de control, drenajes, etc. para asegurar la operación y el mantenimiento.

Para obtener un buen resultado es necesario hacer el relevamiento, la ingeniería básica, realización de ingeniería de detalle, suministro de todos los equipos y elementos necesarios para su correcto funcionamiento, instalación, programación, pruebas FAT, commissioning, puesta en marcha y documentación conforme a obra.

Baldissera:

Cambio de internos Compresores Solar Mars 100:

Se realizarán los cambios de internos del compresor Solar Mars de acuerdo a las condiciones operativas fijadas en el aumento de capacidad del sistema Centro Oeste, además se incluirán todas las obras de adecuación del sistema de control que sean necesarias para una operación segura.

EM&R

Se realizaran las obras para la instalación de una conexión a las (4) Estaciones de Medición y Regulación (EM&R's) al nuevo gasoductos paralelos construidos en el marco de las obras de Expansión del Gasoducto Centro Oeste.

La premisa para esta obra es otorgar a las Estaciones y al sistema mayor flexibilidad operativa desde el punto de vista de la seguridad del suministro.

Básicamente la obra incluirá para cada Estación una Conexión al gasoducto paralelo, la Construcción y montaje de Sistema Limitador de presión (necesario debido a que el nuevo gasoducto paralelo tiene una máxima presión admisible de operación - MAPO - mayor a los gasoductos existentes), el Tendido de ramales de derivación y los Empalmes a las derivaciones existentes mediante los operativos necesarios para cada caso (Stople, Hot-Tap, etc.).

Las instalaciones para esta etapa son:

- | | | |
|----------------------|-------------|-------------------------------|
| ➤ Escalante | PK 371.1 CO | Conexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ Ruta 8 | PK 375.0 CO | Conexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ Arteaga | PK 465.4 CO | Conexión al nuevo loop de 30" |
| ➤ S. J de la esquina | PK 475.4 CO | Conexión al nuevo loop de 30" |

4

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

- Etapa 4 RTI (8.0 MM m3/d)

Loops:

Tramo 70:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 20 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Neuquén, entre Loma La Lata y la Planta Compresora Puelen. Las progresivas inicial y final del sistema C1T son las Pk 31,2 y la Pk 51,2 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de lanzamiento (a trasladar).

Tramo 71:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 22,1 km. Se encuentra emplazado en la provincia de La Pampa, entre las Plantas Compresoras Puelen y Cochico. Las progresivas inicial y final del sistema C1T son las Pk 237,8 y la Pk 259,9 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar).

Se cruzarán seis ríos de importancia a cielo abierto.

Tramo 64:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 18 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Mendoza, entre las Plantas Compresoras Cochico y La Mora. Las progresivas inicial y final del sistema C1T son las Pk 396,1 y la Pk 414,1 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar).

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 23 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Mendoza, entre las Plantas Compresoras La Mora y Beazley. Las progresivas inicial y final del sistema C1T son las Pk 500,6 y la Pk 523,6 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo 65:

4

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 6 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Mendoza, entre las Plantas Compresoras Beazley y Chaján. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 121,4 y la Pk 127,4 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar).

Se cruzará solo un río de importancia a cielo abierto.

Tramo 72:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 21,4 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Chaján y La Carlota. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 253,8 y la Pk 275,2 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 16,7 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras La Carlota y Baldissera. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 382 y la Pk 398,7 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una válvula de bloqueo de línea.

Tramo Nuevo:

El tramo a construir es de diámetro 30" y tiene una longitud de 12,8 km. Se encuentra emplazado en la provincia de Córdoba, entre las Plantas Compresoras Baldissera y San Jerónimo. Las progresivas inicial y final del sistema C2T son las Pk 480 y la Pk 492,8 respectivamente.

Entre las obras necesarias se destacan una trampa de scraper de recepción (a trasladar) y una válvula de bloqueo de línea.

Potencia Adicional Etapa 4

Plantas Compresoras:

San Jerónimo se adiciona 10310 HP

Se realizarán las obras para la instalación de 10310 HP de potencia adicional, para ello es necesario hacer el relevamiento, la ingeniería básica, realización de ingeniería de detalle, suministro de todos los equipos y elementos

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

necesarios para su correcto funcionamiento, instalación, programación, pruebas FAT, commissioning, puesta en marcha y documentación conforme a obra.

Las principales tareas serán:

1. Instalación de un Turbo compresor de 10310 HP con todas sus instalaciones principales (válvulas, colectores, medición, etc.) y auxiliares para interconectarlo con la planta existente.
2. Provisión de la ingeniería de detalle correspondiente a todas las áreas y especialidades.
3. Provisión y montaje de los nuevos colector de succión y descarga interconectados con la planta existente.
4. Provisión y montaje de cañerías para la vinculación de la Salida de planta.
5. Provisión y montaje de la línea de transferencia entre colectores de descarga de planta.
6. Provisión y montaje de la línea de reciclo largo de colectores de descarga.
7. Elaboración de la documentación conforme a obra, una vez concluido el proyecto y puesta en funcionamiento de los equipos instalados.
8. Provisión y montaje del tramo de medición ultrasónico de caudal de salida de planta Ø24" con toda su instrumentación asociada.
9. Provisión y montaje de la línea de reciclo largo del nuevo colector de descarga.
10. Instalar un nuevo aerofriador si fuese necesario sobre el colector de descarga existente y vinculación al 2° colector de descarga.
11. Instalación del colector y chimenea de venteo de la nueva TC.
12. Adecuación del sistema de control de los turbocompresores para que puedan operar descargando al 2° colector.
13. Adecuación y programación de los paneles de control de planta STN, ESD-PLC, redes de control y sistema HMI.
14. Provisión y montaje de nueva iluminación localizada en la zona de las nuevas instalaciones de planta.
15. Provisión y montaje de todas las canalizaciones para los dispositivos automáticos y de control a instalar hasta la sala de control.

Obras en Plantas compresoras y Gasoducto Etapa 4

Plantas Compresoras

La Mora:

Cambio de internos Compresores Solar Mars 100:

Se realizarán los cambios de internos del compresor Solar Mars de acuerdo a las condiciones operativas fijadas en el aumento de capacidad del sistema

COPIA FIEL DEL ORIGINAL

ANEXO V: EXPANSIÓN SISTEMA CENTRO - OESTE

Centro Oeste, además se incluirán todas las obras de adecuación del sistema de control que sean necesarias para una operación segura.

La Carlota:

Cambio de internos en 2 Compresores Ruston Couper TB5000:

Se realizarán los cambios de internos del compresor Couper de acuerdo a las condiciones operativas fijadas en el aumento de capacidad del sistema Centro Oeste, además se incluirán todas las obras de adecuación del sistema de control que sean necesarias para una operación segura.

EM&R

Se realizarán las obras para la instalación de una conexión a las (3) Estaciones de Medición y Regulación (EM&R's) a los gasoductos loops del Gasoducto Centro Oeste.

La premisa para esta obra es otorgar a las Estaciones y al sistema mayor flexibilidad operativa desde el punto de vista de la seguridad del suministro.

Básicamente la obra incluirá para cada Estación una Conexión al gasoducto paralelo, la Construcción y montaje de Sistema Limitador de presión (necesario debido a que el nuevo gasoducto paralelo tiene una máxima presión admisible de operación - MAPO - mayor a los gasoductos existentes), el Tendido de ramales de derivación y los Empalmes a las derivaciones existentes mediante los operativos necesarios para cada caso (Stople, Hot-Tap, etc.).

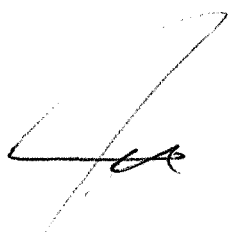
Las instalaciones para esta etapa son:

- | | | |
|----------------------|-------------|-------------------------------|
| 1. Las Acequias | Pk 265.2 CO | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 2. Mte Maiz | PK 389.1 CO | Conexión al nuevo loop de 30" |
| 3. Arequito-V Eloisa | PK 493.2 CO | Conexión al nuevo loop de 30" |

4

ANEXO 6 – RTI-DEM Proyección de demanda para la
Revisión Tarifaria Integral

Nota TGN-1049-2016-GECOM

A handwritten signature or mark, possibly a stylized 'L' or '4', located in the bottom left corner of the page.



**TRANSPORTADORA
DE GAS DEL NORTE S.A.**

EN 40

NOV 29 11:35

Buenos Aires, 24 de Noviembre de 2016

Señor Interventor del
Ente Nacional Regulador del Gas
Sr. David José Tezanos González
S / D

Ref.: RTI-DEM – “Proyección de
Demanda para la Revisión Tarifaria
Integral”

Código:
10002_20160121559959046

De mi consideración:

Por este medio, les presentamos en el ANEXO I la proyección de nuestra demanda para el periodo Abril-2017 – Marzo-2022, a ser utilizada en los cálculos de la Revisión Tarifaria Integral.

En esta estimación se tomaron en cuenta los siguientes supuestos:

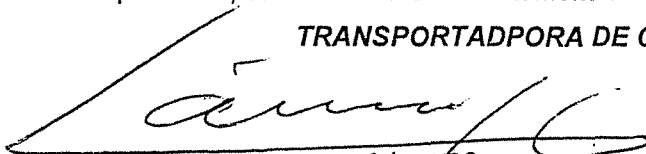
- Los contratos de Transporte Firme (TF), se mantienen al nivel actual durante todo el periodo. En caso de que finalice algún contrato, se considera que es renovado.
- Para la proyección de Transporte Interrumpible (TI) e Intercambio y Desplazamiento (ED), se utilizaron los volúmenes del 2015, con los siguientes ajustes:
 - reducción paulatina (20% anual) de los volúmenes asociados a swaps de cuenca por considerarse que esta operatoria irá disminuyendo en el futuro;
 - declinación similar a la ocurrida en los últimos 5 años para los volúmenes inyectados de la cuenca norte;
 - caída de volumen del TI de ruta Neuquén – GBA, por la diferencia tarifaria en la misma ruta con TGS.

La recomposición tarifaria solicitada por TGN se basa, entre otras premisas identificadas, (i) en el mantenimiento de la vigencia plena de lo dispuesto en la Nota ENRG GT/GD/GDyE/GAL/I N° 06643 de fecha 24 de junio de 2011, y (ii) en que todos los contratos TF indicados en la presente mantendrán su vigencia plena durante el quinquenio 2017-2022. En caso que cualquiera de dichas premisas no se cumpliera, en todo o en parte, TGN asume igualmente que el ENARGAS procederá a una revisión tarifaria del artículo 46° de la ley 24.076 y ajustará sus cuadros tarifarios en la proporción necesaria para neutralizar cualquier efecto adverso sobre los ingresos de TGN

Quedamos a su disposición por cualquier aclaración al respecto.

Sin otro particular, saludamos a Ud. atentamente.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE


Guillermo Cánovas
Apoderado


Sebastián Mirkin
APODERADO

TGN-1049-2016-GECOM

MILAZZOTTO Sofía TGN

De: Sari Enargas TGN
Enviado el: viernes, 25 de noviembre de 2016 03:11 p.m.
Para: MARKMAN Johana TGN; PASCUALE Jorge TGN; MONTALDO José TGN; MIRKIN Sebastian TGN; MILAZZOTTO Sofía TGN; GRAVINO Magdalena TGN; KOVES Victoria Teresa TGN
Asunto: RV: SARI - RECEPCION DE ARCHIVOS PERIODO 201601 - 10002_TGN

De: Sistema Automatizado de Remisión Informática
Enviado: viernes, 25 de noviembre de 2016 03:10:33 p.m. (UTC-03:00) Buenos Aires
Para: CARDOZO Carina TGN; POZZETTA Daniel TGN; GIOIA Maria Lujan TGN; URRUTIA Alejandro TGN; Sari Enargas TGN; MANCUSO Griselda TGN
Asunto: SARI - RECEPCION DE ARCHIVOS PERIODO 201601 - 10002_TGN

** [SMM001]
** ESTE ES UN CORREO GENERADO POR EL SISTEMA AUTOMATIZADO DE
** REMISION INFORMÁTICA - SARI - PARA SU INFORMACIÓN SOLAMENTE,
** NO RESPONDER A ESTE MAIL .

Entidad: Transportadora de Gas del Norte S.A.
Periodo: 201601
Remitió: SARI.ENARGAS@TGN.COM.AR
Recibo: 10002_20160121559959046
Enargas le confirma la recepción de los siguientes archivos:
10002_0_RTI-DEM_2016-01_20161125.rar



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB
1	Demanda																											
2	TGN																											
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para multiplicar directamente por Tarifa y obtener Ingresos																											
4																												
5																												
6	Mejor	Servicio	Unidad de Medida	Cuenta	Recepción	Despacho	2017.01	2017.02	2017.03	2017.04	2017.05	2017.06	2017.07	2017.08	2017.09	2017.10	2017.11	2017.12	2018.01	2018.02	2018.03	2018.04	2018.05	2018.06	2018.07	2018.08	2018.09	2018.10
7	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Neuquén	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	La Pampa Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Cuyana	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000	7.457.000
10	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Central Sur	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000
11	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Litoral	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556
12	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Aldea Brasilera	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000
13	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	GBA	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566
14	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Cuyana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Central Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Central Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Litoral	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Litoral	GBA	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
32	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Litoral	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Aldea Brasilera	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Central	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000
35	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Central	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000
36	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Norte	Salta	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000										

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB
1	Demanda																											
2	TGN																											
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para multiplicar directamente por Tarifa y obtener Ingresos																											
4																												
5																												
6	Municipio	Servicio	Unidad de medida	Cuenco	Recepción	Despacho	2017.01	2017.02	2017.03	2017.04	2017.05	2017.06	2017.07	2017.08	2017.09	2017.10	2017.11	2017.12	2018.01	2018.02	2018.03	2018.04	2018.05	2018.06	2018.07	2018.08	2018.09	2018.10
138	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Central				28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000
139	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Litoral				2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000
140	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Aldea Brasilera				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
141	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	GBA				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
142	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	Central				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
143	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	Litoral				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
144	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	Aldea Brasilera				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
145	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	GBA				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
146	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Central	Litoral				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
147	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Central	Aldea Brasilera				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
148	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Central	GBA				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
149	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Litoral	Aldea Brasilera				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Litoral	GBA				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
151	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Neuquén				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
152	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	La Pampa Sur				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
153	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Cuyana				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
154	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Central Sur				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
155	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
156	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Aldea Brasilera				75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000
157	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
158	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Entre Ríos				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
159	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Cuyana				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
160	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Central Sur				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
161	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
162	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Aldea Brasilera				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
163	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
164	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Entre Ríos				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
165	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Central Sur				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
166	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
167	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Aldea Brasilera				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
168	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
169	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Entre Ríos				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
170	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
171	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Aldea Brasilera				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
172	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
173	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Entre Ríos				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
174	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	Aldea Brasilera				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
175	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
176	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	Entre Ríos				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
177	Exportación	TF	US\$/m3/día		Aldea Brasilera	Entre Ríos				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
178	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Central				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
179	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Central				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
180	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Salta				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
181	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Tucumán				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
182	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Central				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
183	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
184	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Aldea Brasilera				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
185	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
186	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	Central				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
187	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
188	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	Aldea Brasilera				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
189	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
190	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central	Litoral				0	0	0	0	0</														

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB
1	Demanda																											
2	TGN																											
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para multiplicar directamente por Tarifa y obtener Ingresos																											
4																												
5																												
6	Merch	Servicio	Unidad de medida	Cuonpa	Recepción	Despacho	2017.01	2017.02	2017.03	2017.04	2017.05	2017.06	2017.07	2017.08	2017.09	2017.10	2017.11	2017.12	2018.01	2018.02	2018.03	2018.04	2018.05	2018.06	2018.07	2018.08	2018.09	2018.10
204	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Cuyana				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
205	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Central Sur				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
206	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
207	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
208	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
209	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Entre Rios				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
210	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Cuyana				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
211	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Central Sur				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
212	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
213	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
214	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
215	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Entre Rios				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
216	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Central Sur				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
217	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
218	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
219	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
220	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Entre Rios				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
221	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
222	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
223	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
224	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Entre Rios				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
225	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Aldea Brasileria	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
226	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Aldea Brasileria	Entre Rios				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
227	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		GBA	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
228	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	Central				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
229	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Salta				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
230	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Tucumán				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
231	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Central				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
232	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
233	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
234	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
235	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Tucumán				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
236	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Central				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
237	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
238	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
239	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
240	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central	Central				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
241	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
242	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
243	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
244	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Litoral				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
245	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
246	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
247	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Aldea Brasileria	Aldea Brasileria				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
248	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		GBA	GBA				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
249	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	1 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
250	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	2 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
251	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	3 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
252	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	4 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
253	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	5 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
254	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	6 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
255	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Salta	1 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
256	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Salta	2 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
257	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Salta	3 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
258	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Salta	4 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
259	Exportacion	ED	US\$/1000 m3		Salta	5 Zona				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	A	B	C	D	E	F	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AJ	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW	
1	Demanda																											
2	TGN																											
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mul																											
4																												
5																												
6	Matrícula	Servicio	Unidad de medida	Ciudad	Región	Demanda	2018.11	2018.12	2019.01	2019.02	2019.03	2019.04	2019.05	2019.06	2019.07	2019.08	2019.09	2019.10	2019.11	2019.12	2020.01	2020.02	2020.03	2020.04	2020.05	2020.06	2020.07	
72	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Central Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
73	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Litoral	4.898	2.914	7.011	7.160	5.670	3.287	4.076	733	16	1.115	2.491	4.021	4.898	2.914	7.011	7.160	5.670	3.287	4.076	733	16	
74	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Aldea Brasileira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
75	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
76	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
77	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
78	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	Aldea Brasileira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
79	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
80	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
81	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Aldea Brasileira	Aldea Brasileira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
82	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Aldea Brasileira	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
83	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	GBA	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
84	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	Central	560	600	1.269	2.146	1.860	5.349	25.290	24.302	32.202	34.305	13.632	7.365	560	600	1.269	2.146	1.860	5.349	25.290	24.302	32.202	
85	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Salta	34.212	34.464	22.322	19.012	38.485	35.593	37.998	23.199	34.383	36.217	36.967	34.766	33.066	33.310	21.574	18.376	37.196	34.401	36.725	22.422	33.231	
86	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Tucumán	12.180	9.796	29.005	31.803	39.350	41.223	22.611	26.250	25.364	18.232	8.053	378	11.773	9.468	28.033	30.738	38.033	39.842	21.854	25.371	24.514	
87	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Central	1.953	573	194	1.348	1.001	1.923	18.058	15.599	19.250	12.559	7.926	5.570	1.887	554	187	1.303	967	1.858	18.420	15.076	18.606	
88	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Litoral	34.958	22.885	38.794	39.913	34.532	29.178	15.277	10.811	17.104	18.522	15.039	30.356	31.366	20.667	36.614	37.894	32.372	27.955	13.669	7.098	11.400	
89	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Aldea Brasileira	-	-	-	-	-	-	-	642	890	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	621	860	
90	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	GBA	3.413	-	-	4.057	4.329	-	-	6	-	1.821	166	0	3.298	-	-	3.921	4.184	-	-	6	-	
91	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Tucumán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
92	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Tucumán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
93	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
94	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Tucumán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
95	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
96	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Central	44	16	2	53	138	153	139	135	104	103	86	75	42	16	2	52	133	148	134	131	101	
97	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18	-
98	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Aldea Brasileira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
99	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
100	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
101	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
102	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Aldea Brasileira	0	6	-	-	-	-	4.362	269	163	1.019	1.882	1.922	0	6	-	-	-	-	4.216	260	157	
103	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Aldea Brasileira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
104	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
105	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Tucumán	71	92	-	-	-	-	-	-	153	591	34	4	69	89	-	-	-	-	-	-	148	
106	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	1 Zona	76.970	90.395	77.714	69.488	79.149	60.024	59.924	47.221	35.794	39.997	41.444	70.969	74.606	65.733	67.206	60.171	69.290	52.208	52.917	42.637	34.353	
107	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	2 Zona	98.209	86.204	85.324	75.588	69.079	95.840	112.283	110.665	93.813	119.108	107.454	105.401	98.209	86.204	85.324	75.588	69.079	95.840	112.155	110.665	93.813	
108	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	3 Zona	1.258	49.527	3.396	3.008	1.889	1.726	1.866	1.500	2.286	4.623	3.830	2.426	1.258	49.527	3.396	3.008	1.889	1.726	1.866	1.500	2.286	
109	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	4 Zona	6.591	5.206	4.717	2.421	2.633	873	2.811	950	1.081	970	665	3.780	4.421	3.525	2.398	1.236	1.341	508	1.534	719	778	
110	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	5 Zona	14.610	10.837	14.392	11.226	7.284	6.795	7.701	12.355	14.252	10.330	11.837	9.132	9.740	7.225	9.636	7.563	3.642	3.398	3.850	6.178	7.126	
111	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	6 Zona	-	199	1.634	2.549	504	955	1.664	3.076	5.691	4.880	2.031	3.207	-	133	817	1.274	252	477	832	1.538	2.845	
112	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	1 Zona	78.643	85.359	76.370	61.823	60.147	60.994	54.480	35.305	21.470	69.500	51.827	22.958	75.987	82.402	73.779	59.751	58.124	58.921	52.612	33.941	20.610	
113	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	2 Zona	37.390	71.883	24.636	10.353	8.252	6.471	20.841	6.484	14.557	21.523	27.561	8.599	36.138	69.475	23.811	10.006	7.975	6.255	20.143	6.267	14.069	
114	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	3 Zona	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
115	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	4 Zona	2.832	1.950	3.876	4.028	2.016	1.206	2.300	1.427	317	342	996	1.854	1.825	1.257	1.873	1.947	974	583	1.111	690	153	
116	Local	ED	\$/m3/día	Norte	Norte	5 Zona	1.379	595	102	69	163	669	124	475	1.905	1.511	485	387	889	383	49	33	79	323	60	230	921	
117	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Neuquén	Cuyana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
118	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Neuquén	Central Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
119	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Neuquén	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-												

	A	B	C	D	E	F	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW			
1	Demanda																													
2	TGN																													
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mul																													
4																														
5																														
6	Producto	Servicio	Unidad de medida	Cuenca	Región	Destino	2018.11	2018.12	2019.01	2019.02	2019.03	2019.04	2019.05	2019.06	2019.07	2019.08	2019.09	2019.10	2019.11	2019.12	2020.01	2020.02	2020.03	2020.04	2020.05	2020.06	2020.07			
138	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Norte	Central	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000			
139	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Norte	Litoral	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000			
140	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Norte	Aldea Brasileria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
141	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Norte	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
142	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Tucumán	Central	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
143	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Tucumán	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
144	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Tucumán	Aldea Brasileria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
145	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Tucumán	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
146	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Central	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
147	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Central	Aldea Brasileria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
148	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Central	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
149	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Litoral	Aldea Brasileria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
150	Local	CAU	\$/m3/dia	Norte	Litoral	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
151	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Neuquén	Neuquén	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
152	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Neuquén	La Pampa Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
153	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Neuquén	Cuyana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
154	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Neuquén	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
155	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Neuquén	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
156	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Neuquén	Aldea Brasileria	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000			
157	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Neuquén	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
158	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Neuquén	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
159	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		La Pampa Sur	Cuyana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
160	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		La Pampa Sur	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
161	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		La Pampa Sur	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
162	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		La Pampa Sur	Aldea Brasileria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
163	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		La Pampa Sur	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
164	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		La Pampa Sur	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
165	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Cuyana	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
166	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Cuyana	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
167	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Cuyana	Aldea Brasileria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
168	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Cuyana	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
169	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Cuyana	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
170	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Central Sur	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
171	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Central Sur	Aldea Brasileria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
172	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Central Sur	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
173	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Central Sur	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
174	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Litoral	Aldea Brasileria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
175	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Litoral	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
176	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Litoral	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
177	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Aldea Brasileria	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
178	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Central Sur	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
179	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Neuquén	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
180	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Salta	Salta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
181	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Salta	Tucumán	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
182	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Salta	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
183	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Salta	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
184	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Salta	Aldea Brasileria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
185	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Salta	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
186	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Tucumán	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
187	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Tucumán	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
188	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Tucumán	Aldea Brasileria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
189	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Tucumán	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
190	Exportacion	TF	US\$/m3/dia		Central</																									

	A	B	C	D	E	F	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW
1	Demanda																										
2	TGN																										
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mu																										
4																											
5																											
6	Operación	Forma	Unidad de medida	Ciudad	Resolución	Origen	2018.11	2018.12	2019.01	2019.02	2019.03	2019.04	2019.05	2019.06	2019.07	2019.08	2019.09	2019.10	2019.11	2019.12	2020.01	2020.02	2020.03	2020.04	2020.05	2020.06	2020.07
204	Exportación	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Cuyana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
205	Exportación	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
206	Exportación	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
207	Exportación	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
208	Exportación	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
209	Exportación	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
210	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Cuyana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
211	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
212	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
213	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
214	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
215	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
216	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
217	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
218	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
219	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
220	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
221	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
222	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
223	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Litoral	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
224	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
225	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Aldea Brasiler	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
226	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Aldea Brasiler	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
227	Exportación	TI	US\$/1000 m3		GBA	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
228	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
229	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Salta	Salta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
230	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Salta	Tucumán	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
231	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Salta	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
232	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Salta	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
233	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Salta	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
234	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Salta	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
235	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Tucumán	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
236	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
237	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
238	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
239	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
240	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Central	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
241	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Central	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
242	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Central	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
243	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Central	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
244	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
245	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
246	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Litoral	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
247	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Aldea Brasiler	Aldea Brasiler	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
248	Exportación	TI	US\$/1000 m3		GBA	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
249	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	1 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
250	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	2 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
251	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	3 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
252	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	4 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
253	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	5 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
254	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Neuquén	6 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
255	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Salta	1 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
256	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Salta	2 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
257	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Salta	3 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
258	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Salta	4 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
259	Exportación	ED	US\$/1000 m3		Salta	5 Zona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	A	B	C	D	E	F	AX	AY	AZ	BA	BB	BC	BD	BE	BF	BG	BH	BI	BJ	BK	BL	BM	BN	BO	BP	BQ	BR	BS
1	Demanda																											
2	TGN																											
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mul																											
4																												
5																												
6	Provincia	Comuna	Unidad de medida	Cuadro	Recepcion	Destino	2020.08	2020.09	2020.10	2020.11	2020.12	2021.01	2021.02	2021.03	2021.04	2021.05	2021.06	2021.07	2021.08	2021.09	2021.10	2021.11	2021.12	2022.01	2022.02	2022.03	2022.04	2022.05
7	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Neuquén	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	La Pampa Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Cuyana	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010	7.457.010
10	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Central Sur	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000	1.550.000
11	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Litoral	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556	4.730.556
12	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Aldea Brasileira	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000	2.185.000
13	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	GBA	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566	7.762.566
14	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	La Pampa Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Central Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	La Pampa Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Central Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Aldea Brasileira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Aldea Brasileira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Litoral	Aldea Brasileira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Litoral	GBA	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000	400.000
32	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Litoral	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Aldea Brasileira	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Central	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000	500.000
35	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Central	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000	900.000
36	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Norte	Salta	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.712.000	4.71							

	A	B	C	D	E	F	AX	AY	AZ	BA	BB	BC	BD	BE	BF	BG	BH	BI	BJ	BK	BL	BM	BN	BO	BP	BQ	BR	BS
1	Demanda																											
2	TGN																											
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mul																											
4																												
5																												
6	Municipio	Servicio	Unidad de medida	Cuenta	Recepcion	Despacho	2020.08	2020.09	2020.10	2020.11	2020.12	2021.01	2021.02	2021.03	2021.04	2021.05	2021.06	2021.07	2021.08	2021.09	2021.10	2021.11	2021.12	2022.01	2022.02	2022.03	2022.04	2022.05
72	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Central Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
73	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Litoral	1.115	2.491	4.021	4.898	2.914	7.011	7.160	5.670	3.287	4.076	733	16	1.115	2.491	4.021	4.898	2.914	7.011	7.160	5.670	-	
74	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
75	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
76	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
77	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
78	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
79	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
80	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
81	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Aldea Brasilera	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
82	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Aldea Brasilera	Entre Ríos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
83	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	GBA	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
84	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	Central	34.305	13.632	7.365	560	600	1.269	2.146	1.860	5.349	25.290	24.302	32.202	34.305	13.632	7.365	560	600	1.269	2.146	1.860	-	
85	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Salta	35.004	35.729	33.602	31.959	32.194	20.852	17.760	35.950	33.249	35.495	21.672	32.118	33.832	34.532	32.476	30.888	31.116	20.153	17.165	34.746	-	
86	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Tucumán	17.621	7.784	365	11.378	9.150	27.095	29.709	36.758	38.508	21.122	24.522	23.693	17.031	7.523	353	10.997	8.844	26.187	28.714	35.528	-	
87	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Central	12.139	7.661	5.383	1.824	535	181	1.259	935	1.796	17.803	14.571	17.983	11.732	7.404	5.203	1.763	517	175	1.217	904	-	
88	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Litoral	15.191	11.229	27.705	27.975	18.572	34.536	35.965	30.319	26.780	12.152	3.620	6.059	12.062	7.656	25.197	24.777	16.594	33.380	34.760	29.304	-	
89	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	600	831	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
90	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	GBA	1.760	160	0	3.188	-	-	3.790	4.043	-	-	6	-	1.701	155	0	3.081	-	-	3.663	3.908	-	
91	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	Tucumán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
92	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	Central	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
93	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
94	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
95	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
96	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Central	Central	100	84	72	41	15	2	50	128	143	130	126	97	96	81	70	39	15	2	48	124	-	
97	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Central	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
98	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Central	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
99	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Central	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
100	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Litoral	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
101	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Litoral	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
102	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Litoral	GBA	985	1.819	1.857	0	6	-	-	-	-	4.075	251	152	952	1.758	1.795	0	5	-	-	-	-	
103	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Aldea Brasilera	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
104	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	GBA	Tucumán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
105	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Salta	Tucumán	571	33	4	67	86	-	-	-	-	-	-	143	552	32	4	64	83	-	-	-	-	
106	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	1 Zona	35.757	38.090	69.787	72.241	81.071	56.698	50.854	59.431	44.392	45.911	38.053	32.912	31.516	34.737	68.605	69.876	76.409	56.698	50.854	59.431	-	
107	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	2 Zona	119.100	107.454	105.401	98.209	86.204	85.324	75.588	89.079	95.840	112.028	110.665	93.813	119.092	107.454	105.401	98.209	86.204	85.324	75.588	89.079	-	
108	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	3 Zona	4.623	3.830	2.426	1.258	49.527	3.396	3.008	1.889	1.726	1.866	1.500	2.286	4.623	3.830	2.426	1.258	49.527	3.396	3.008	1.889	-	
109	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	4 Zona	702	506	2.032	2.251	1.844	79	51	49	142	258	488	475	434	348	284	81	162	79	51	49	-	
110	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	5 Zona	5.165	5.918	4.566	4.870	3.612	4.880	3.900	-	-	(1)	1	-	-	-	-	-	-	4.880	3.900	-	-	
111	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	6 Zona	2.440	1.015	1.603	-	66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
112	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	1 Zona	67.103	50.075	22.166	73.421	79.548	71.276	57.748	56.169	56.918	50.808	32.629	19.783	64.788	48.382	21.402	70.941	76.793	68.889	55.814	54.288	-	
113	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	2 Zona	20.802	26.638	8.311	34.928	67.149	23.014	9.671	7.708	6.045	19.468	6.057	13.598	20.106	25.746	8.033	33.758	64.900	22.243	9.347	7.450	-	
114	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	3 Zona	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
115	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	4 Zona	165	481	896	882	607	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
116	Local	ED	\$/m3/dia	Norte	Norte	5 Zona	730	234	187	429	185	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
117	Local	CAU	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Cuyana	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
118	Local	CAU	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Central Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
119	Local	CAU	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
120	Local	CAU	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
121	Local	CAU	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-								

	A	B	C	D	E	F	AX	AY	AZ	BA	BB	BC	BD	BE	BF	BG	BH	BI	BJ	BK	BL	BM	BN	BO	BP	BQ	BR	BS
1	Demanda																											
2	TGN																											
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mul																											
4																												
5																												
6	Mediana	SEVIR	Mediana	Ciudad	Región	Despacho	2020.08	2020.09	2020.10	2020.11	2020.12	2021.01	2021.02	2021.03	2021.04	2021.05	2021.06	2021.07	2021.08	2021.09	2021.10	2021.11	2021.12	2022.01	2022.02	2022.03	2022.04	2022.05
138	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Central	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	28.000	
139	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Litoral	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	2.330.000	
140	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
141	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
142	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	Central	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
143	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
144	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
145	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
146	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Central	Litoral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
147	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Central	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
148	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Central	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
149	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Litoral	Aldea Brasilera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
150	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Litoral	GBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
151	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Neuquén	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
152	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	La Pampa Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
153	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Cuyana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
154	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
155	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
156	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Aldea Brasilera	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000	75000
157	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
158	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
159	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Cuyana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
160	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
161	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
162	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Aldea Brasilera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
163	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
164	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
165	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
166	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
167	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Aldea Brasilera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
168	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
169	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
170	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
171	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Aldea Brasilera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
172	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
173	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
174	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	Aldea Brasilera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
175	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
176	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
177	Exportación	TF	US\$/m3/día		Aldea Brasilera	Entre Ríos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
178	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
179	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
180	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Salta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
181	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Tucumán	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
182	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
183	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
184	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Aldea Brasilera	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
185	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
186	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
187	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
188	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	Aldea Brasilera	0	0	0	0	0	0	0	0	0													

	A	B	C	D	E	F	AX	AY	AZ	BA	BB	BC	BD	BE	BF	BG	BH	BI	BJ	BK	BL	BM	BN	BO	BP	BQ	BR	BS
1	Demanda																											
2	TGN																											
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mul																											
4																												
5																												
6	Medida	Servicio	Unidad de medida	Cuenta	Rotación	Despacho	2020.08	2020.09	2020.10	2020.11	2020.12	2021.01	2021.02	2021.03	2021.04	2021.05	2021.06	2021.07	2021.08	2021.09	2021.10	2021.11	2021.12	2022.01	2022.02	2022.03	2022.04	2022.06
204	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Cuyana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
205	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
206	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
207	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Aldea Brasileira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
208	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
209	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	Entre Rios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
210	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Cuyana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
211	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
212	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
213	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Aldea Brasileira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
214	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
215	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Cuyana	Entre Rios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
216	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Central Sur	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
217	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
218	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Aldea Brasileira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
219	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
220	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central Sur	Entre Rios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
221	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
222	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Aldea Brasileira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
223	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
224	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Litoral	Entre Rios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
225	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Aldea Brasileira	Aldea Brasileira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
226	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Aldea Brasileira	Entre Rios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
227	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		GBA	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
228	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
229	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Salta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
230	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Tucumán	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
231	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
232	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
233	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	Aldea Brasileira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
234	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Salta	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
235	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Tucumán	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
236	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
237	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
238	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	Aldea Brasileira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
239	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Tucumán	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
240	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central	Central	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
241	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central	Litoral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
242	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central	Aldea Brasileira	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
243	Exportacion	TI	US\$/1000 m3		Central	GBA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	A	B	C	D	E	F	BT	BU	BV	BW	BX	BY	BZ
1	Demanda												
2	TGN												
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mu												
4													
5													
	Medio	Servicio	Unidad de medida	Ciudad	Recepción	Reparto	2022.06	2022.07	2022.08	2022.09	2022.10	2022.11	2022.12
7	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Neuquén							
8	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	La Pampa Sur							
9	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Cuyana							
10	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Central Sur							
11	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Litoral							
12	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Aldea Brasileira							
13	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	GBA							
14	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Entre Ríos							
15	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Cuyana							
16	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Central Sur							
17	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Litoral							
18	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Aldea Brasileira							
19	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	GBA							
20	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	La Pampa Sur	Entre Ríos							
21	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Central Sur							
22	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Litoral							
23	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Aldea Brasileira							
24	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	GBA							
25	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Cuyana	Entre Ríos							
26	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Litoral							
27	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Aldea Brasileira							
28	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	GBA							
29	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Entre Ríos							
30	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Litoral	Aldea Brasileira							
31	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Litoral	GBA							
32	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Litoral	Entre Ríos							
33	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Aldea Brasileira	Entre Ríos							
34	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Central Sur	Central							
35	Local	TF	\$/m3/dia	Neuquén	Neuquén	Central							
36	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Norte	Salta							
37	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Norte	Tucumán							
38	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Norte	Central							
39	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Norte	Litoral							
40	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Norte	Aldea Brasileira							
41	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Norte	GBA							
42	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Tucumán	Central							
43	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Tucumán	Litoral							
44	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Tucumán	Aldea Brasileira							
45	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Tucumán	GBA							
46	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Central	Litoral							
47	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Central	Aldea Brasileira							
48	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Central	GBA							
49	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Litoral	Aldea Brasileira							
50	Local	TF	\$/m3/dia	Norte	Litoral	GBA							
51	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	Neuquén							
52	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	La Pampa Sur							
53	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	Cuyana							
54	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	Central Sur							
55	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	Litoral							
56	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	Aldea Brasileira							
57	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	GBA							
58	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	Entre Ríos							
59	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	La Pampa Sur	La Pampa Sur							
60	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	La Pampa Sur	Cuyana							
61	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	La Pampa Sur	Central Sur							
62	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	La Pampa Sur	Litoral							
63	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	La Pampa Sur	Aldea Brasileira							
64	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	La Pampa Sur	GBA							
65	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	La Pampa Sur	Entre Ríos							
66	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Cuyana	Cuyana							
67	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Cuyana	Central Sur							
68	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Cuyana	Litoral							
69	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Cuyana	Aldea Brasileira							
70	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Cuyana	GBA							
71	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Cuyana	Entre Ríos							

	A	B	C	D	E	F	BT	BU	BV	BW	BX	BY	BZ
1	Demanda												
2	TGN												
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mul												
4													
5													
6	Merced	Servicio	Unidad de medida	Cuente	Necesario	Demanda	2022.06	2022.07	2022.08	2022.09	2022.10	2022.11	2022.12
72	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Central Sur							
73	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Litoral							
74	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Aldea Brasilera							
75	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	GBA							
76	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Central Sur	Entre Ríos							
77	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	Litoral							
78	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	Aldea Brasilera							
79	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	GBA							
80	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Litoral	Entre Ríos							
81	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Aldea Brasilera	Aldea Brasilera							
82	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Aldea Brasilera	Entre Ríos							
83	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	GBA	GBA							
84	Local	TI	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	Central							
85	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Salta							
86	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Tucumán							
87	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Central							
88	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Litoral							
89	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	Aldea Brasilera							
90	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Norte	GBA							
91	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	Tucumán							
92	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	Central							
93	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	Litoral							
94	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	Aldea Brasilera							
95	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Tucumán	GBA							
96	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Central	Central							
97	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Central	Litoral							
98	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Central	Aldea Brasilera							
99	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Central	GBA							
100	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Litoral	Litoral							
101	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Litoral	Aldea Brasilera							
102	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Litoral	GBA							
103	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Aldea Brasilera	Aldea Brasilera							
104	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	GBA	GBA							
105	Local	TI	\$/1000 m3	Norte	Salta	Tucumán							
106	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	1 Zona							
107	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	2 Zona							
108	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	3 Zona							
109	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	4 Zona							
110	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	5 Zona							
111	Local	ED	\$/1000 m3	Neuquén	Neuquén	6 Zona							
112	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	1 Zona							
113	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	2 Zona							
114	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	3 Zona							
115	Local	ED	\$/1000 m3	Norte	Norte	4 Zona							
116	Local	ED	\$/m3/día	Norte	Norte	5 Zona							
117	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Neuquén	Cuyana							
118	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Neuquén	Central Sur							
119	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Neuquén	Litoral							
120	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Neuquén	Aldea Brasilera							
121	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Neuquén	GBA							
122	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Neuquén	Entre Ríos							
123	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Cuyana	Central Sur							
124	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Cuyana	Litoral							
125	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Cuyana	Aldea Brasilera							
126	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Cuyana	GBA							
127	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Cuyana	Entre Ríos							
128	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Central Sur	Litoral							
129	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Central Sur	Aldea Brasilera							
130	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Central Sur	GBA							
131	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Central Sur	Entre Ríos							
132	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Litoral	Aldea Brasilera							
133	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Litoral	GBA							
134	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Litoral	Entre Ríos							
135	Local	CAU	\$/m3/día	Neuquén	Aldea Brasilera	Entre Ríos							
136	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Salta							
137	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Tucumán							

	A	B	C	D	E	F	BT	BU	BV	BW	BX	BY	BZ
1	Demanda												
2	TGN												
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mul												
4													
5													
6	Mercado	Servicio	Unidad de medida	Cuenca	Recepción	Le Desempeño	2022.06	2022.07	2022.08	2022.09	2022.10	2022.11	2022.12
138	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Central							
139	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Litoral							
140	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	Aldea Brasileira							
141	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Norte	GBA							
142	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	Central							
143	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	Litoral							
144	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	Aldea Brasileira							
145	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Tucumán	GBA							
146	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Central	Litoral							
147	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Central	Aldea Brasileira							
148	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Central	GBA							
149	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Litoral	Aldea Brasileira							
150	Local	CAU	\$/m3/día	Norte	Litoral	GBA							
151	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Neuquén							
152	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	La Pampa Sur							
153	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Cuyana							
154	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Central Sur							
155	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Litoral							
156	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Aldea Brasileira							
157	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	GBA							
158	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Entre Ríos							
159	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Cuyana							
160	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Central Sur							
161	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Litoral							
162	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Aldea Brasileira							
163	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	GBA							
164	Exportación	TF	US\$/m3/día		La Pampa Sur	Entre Ríos							
165	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Central Sur							
166	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Litoral							
167	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Aldea Brasileira							
168	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	GBA							
169	Exportación	TF	US\$/m3/día		Cuyana	Entre Ríos							
170	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Litoral							
171	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Aldea Brasileira							
172	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	GBA							
173	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Entre Ríos							
174	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	Aldea Brasileira							
175	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	GBA							
176	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	Entre Ríos							
177	Exportación	TF	US\$/m3/día		Aldea Brasileira	Entre Ríos							
178	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central Sur	Central							
179	Exportación	TF	US\$/m3/día		Neuquén	Central							
180	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Salta							
181	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Tucumán							
182	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Central							
183	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Litoral							
184	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	Aldea Brasileira							
185	Exportación	TF	US\$/m3/día		Salta	GBA							
186	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	Central							
187	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	Litoral							
188	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	Aldea Brasileira							
189	Exportación	TF	US\$/m3/día		Tucumán	GBA							
190	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central	Litoral							
191	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central	Aldea Brasileira							
192	Exportación	TF	US\$/m3/día		Central	GBA							
193	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	Aldea Brasileira							
194	Exportación	TF	US\$/m3/día		Litoral	GBA							
195	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	Neuquén							
196	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	La Pampa Sur							
197	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	Cuyana							
198	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	Central Sur							
199	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	Litoral							
200	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	Aldea Brasileira							
201	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	GBA							
202	Exportación	TI	US\$/1000 m3		Neuquén	Entre Ríos							
203	Exportación	TI	US\$/1000 m3		La Pampa Sur	La Pampa Sur							

	A	B	C	D	E	F	BT	BU	BV	BW	BX	BY	BZ
1	Demanda												
2	TGN												
3	El volumen asociado al servicio ED ya debe considerar las cantidades de ED para mul												
4													
5													
6	Operador	Servicio	Unidad de Medida	Origen	Recepción	Destino	2022.06	2022.07	2022.08	2022.09	2022.10	2022.11	2022.12
204	Exportación	TI	US/1000 m3		La Pampa Sur	Cuyana							
205	Exportación	TI	US/1000 m3		La Pampa Sur	Central Sur							
206	Exportación	TI	US/1000 m3		La Pampa Sur	Litoral							
207	Exportación	TI	US/1000 m3		La Pampa Sur	Aldea Brasileira							
208	Exportación	TI	US/1000 m3		La Pampa Sur	GBA							
209	Exportación	TI	US/1000 m3		La Pampa Sur	Entre Ríos							
210	Exportación	TI	US/1000 m3		Cuyana	Cuyana							
211	Exportación	TI	US/1000 m3		Cuyana	Central Sur							
212	Exportación	TI	US/1000 m3		Cuyana	Litoral							
213	Exportación	TI	US/1000 m3		Cuyana	Aldea Brasileira							
214	Exportación	TI	US/1000 m3		Cuyana	GBA							
215	Exportación	TI	US/1000 m3		Cuyana	Entre Ríos							
216	Exportación	TI	US/1000 m3		Central Sur	Central Sur							
217	Exportación	TI	US/1000 m3		Central Sur	Litoral							
218	Exportación	TI	US/1000 m3		Central Sur	Aldea Brasileira							
219	Exportación	TI	US/1000 m3		Central Sur	GBA							
220	Exportación	TI	US/1000 m3		Central Sur	Entre Ríos							
221	Exportación	TI	US/1000 m3		Litoral	Litoral							
222	Exportación	TI	US/1000 m3		Litoral	Aldea Brasileira							
223	Exportación	TI	US/1000 m3		Litoral	GBA							
224	Exportación	TI	US/1000 m3		Litoral	Entre Ríos							
225	Exportación	TI	US/1000 m3		Aldea Brasileira	Aldea Brasileira							
226	Exportación	TI	US/1000 m3		Aldea Brasileira	Entre Ríos							
227	Exportación	TI	US/1000 m3		GBA	GBA							
228	Exportación	TI	US/1000 m3		Neuquén	Central							
229	Exportación	TI	US/1000 m3		Salta	Salta							
230	Exportación	TI	US/1000 m3		Salta	Tucumán							
231	Exportación	TI	US/1000 m3		Salta	Central							
232	Exportación	TI	US/1000 m3		Salta	Litoral							
233	Exportación	TI	US/1000 m3		Salta	Aldea Brasileira							
234	Exportación	TI	US/1000 m3		Salta	GBA							
235	Exportación	TI	US/1000 m3		Tucumán	Tucumán							
236	Exportación	TI	US/1000 m3		Tucumán	Central							
237	Exportación	TI	US/1000 m3		Tucumán	Litoral							
238	Exportación	TI	US/1000 m3		Tucumán	Aldea Brasileira							
239	Exportación	TI	US/1000 m3		Tucumán	GBA							
240	Exportación	TI	US/1000 m3		Central	Central							
241	Exportación	TI	US/1000 m3		Central	Litoral							
242	Exportación	TI	US/1000 m3		Central	Aldea Brasileira							
243	Exportación	TI	US/1000 m3		Central	GBA							
244	Exportación	TI	US/1000 m3		Litoral	Litoral							
245	Exportación	TI	US/1000 m3		Litoral	Aldea Brasileira							
246	Exportación	TI	US/1000 m3		Litoral	GBA							
247	Exportación	TI	US/1000 m3		Aldea Brasileira	Aldea Brasileira							
248	Exportación	TI	US/1000 m3		GBA	GBA							
249	Exportación	ED	US/1000 m3		Neuquén	1 Zona							
250	Exportación	ED	US/1000 m3		Neuquén	2 Zona							
251	Exportación	ED	US/1000 m3		Neuquén	3 Zona							
252	Exportación	ED	US/1000 m3		Neuquén	4 Zona							
253	Exportación	ED	US/1000 m3		Neuquén	5 Zona							
254	Exportación	ED	US/1000 m3		Neuquén	6 Zona							
255	Exportación	ED	US/1000 m3		Salta	1 Zona							
256	Exportación	ED	US/1000 m3		Salta	2 Zona							
257	Exportación	ED	US/1000 m3		Salta	3 Zona							
258	Exportación	ED	US/1000 m3		Salta	4 Zona							
259	Exportación	ED	US/1000 m3		Salta	5 Zona							