



GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA

✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA

☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe N° 092-2010-GART

Análisis de comentarios a la Determinación preliminar de las Tarifas Básicas Iniciales del Sistema de Transporte del Gasoducto Andino del Sur – 2da Prepublicación

Lima, 03 marzo del 2010

ÍNDICE

1.	Resumen Ejecutivo	4
1.1	Proyección de la demanda	4
1.2	Costos del Servicio	4
1.3	Tasa de Actualización.....	5
1.4	Periodo de Regulación	5
1.5	Programa de Amortización	5
1.6	Tarifas Básicas Iniciales	5
1.7	Comentarios recibidos	6
1.8	Conclusiones	8
1.9	Recomendación	9
2.	Objetivo.....	10
3.	Marco Legal	10
4.	Análisis de comentarios.....	11
4.1	Tema: Periodo de Regulación	11
4.2	Tema: Plan de amortización	14
4.3	Tema: Tasa de Actualización	15
4.4	Tema: Tasa de Actualización – Prima de Riesgo Comercial.....	19
4.5	Tema: Tasa de Actualización – Prima de Riesgo Regulatorio	20
4.6	Tema: Tasa de Actualización – Prima de Riesgo de Liquidez	22
4.7	Tema: Tasa de Libre Riesgo	23
4.8	Tema: Factores de Ajuste.....	24
4.9	Tema: Modelo Tarifario.....	27
4.10	Tema: Especificación de tuberías	28
4.11	Tema: Costos de Materiales de Tubería.....	28
4.12	Tema: Costos de Instalación de Tubería	30
4.13	Tema: Costos de Materiales de otros componentes.....	30
4.14	Tema: Activos fijos No Productivos y Costos de Desarrollo	31
5.	Conclusiones	35
6.	Recomendación.....	36

1. Resumen Ejecutivo

De acuerdo a lo establecido en la Resolución OSINERGMIN N° 299-2009-OS/CD, mediante la cual se dejó sin efecto la Resolución OSINERGMIN N° 194-2009-OS/CD, se retrotrajo el Procedimiento Regulatorio para la Fijación de las Tarifas Básicas Iniciales de Transporte del Gasoducto Andino del Sur, en ese sentido, OSINERGMIN cumplió con publicar, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 011-2010-OS/CD, el proyecto de resolución que fija las Tarifas Básicas Iniciales de dicho gasoducto, para recibir los comentarios y/o sugerencias de las personas, empresas o instituciones en general.

En ese sentido, solo se recibieron comentarios y/o sugerencias por parte de la empresa concesionaria KUNTUR Transportadora de Gas SAC, los cuales se refieren específicamente al Periodo de Regulación, la Tasa de Actualización, los Costos de Inversión y a los Factores de ajuste, **no habiéndose acogido ninguno de los comentarios presentados, por lo tanto la tarifa final no varía respecto a la pre-publicada.**

En consecuencia, los cálculos y resultados establecidos en el Informe Técnico N° 022-2010-GART, el cual sustenta el proyecto de Resolución, complementa el presente informe.

A continuación se resumen las posiciones asumidas en la determinación de los componentes con los que se ha determinado la tarifa de la concesión de Transporte del Gasoducto Andino del Sur.

1.1 Proyección de la demanda

La demanda utilizada para la determinación definitiva de las Tarifas Básicas Iniciales no ha variado respecto a la establecida en el informe técnico N° 022-2010-GART del proyecto de resolución, estimándose que se necesitarían aproximadamente 4,5 TCF¹ de gas natural a lo largo de todo el periodo de concesión del proyecto.

1.2 Costos del Servicio

Los Costos de Inversión (CAPEX) no han variado respecto a los establecidos en el informe técnico N° 022-2010-GART del proyecto de resolución, los cuales fueron fijados en US\$ 1567 Millones como CAPEX total (100%), desagregados en US\$ 1411 Millones de capital de inversión inicial (90%) y US\$ 156,3 Millones en inversiones adicionales (10%).

¹ TCF = Trillón Cubic Feet = TPC = Tera Pie Cúbico = 10¹² Pie Cúbico.

Asimismo, los Costos de Operación y Mantenimiento (OPEX) ascendieron a US\$ 54,7 Millones por año, en promedio, lo cual representa el 3,88% del capital de inversión.

El Costo del Servicio es la suma del CAPEX más el OPEX pero considerando el flujo de gastos y la tasa de actualización a emplear.

1.3 Tasa de Actualización

El Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (D.S. N° 081-2007-EM), establece que la Tasa de Actualización para el transporte de gas natural, es de 12% real anual, en ese sentido, ésta tasa ha sido considerada en la fijación de la presente tarifa, **al no existir circunstancias o razones en el sector del transporte de gas natural que justifiquen su modificación**, de acuerdo a lo establecido en el informe técnico N° 022-2010-GART del proyecto de resolución y en el análisis de observaciones del presente informe.

1.4 Periodo de Regulación

El Periodo de Regulación no ha sido modificado respecto al proyecto de resolución pre-publicado, el cual fue fijado en 8 años, de acuerdo a lo establecido en el informe técnico N° 022-2010-GART del proyecto de resolución y en el análisis de observaciones del presente informe.

1.5 Programa de Amortización

El Programa de Amortización elegido es aquel que permite distribuir la amortización del capital de inversión de forma proporcional a la evolución de la demanda. El concesionario propuso un programa de amortización lineal sin importar el volumen vendido.

De acuerdo a lo establecido en el informe técnico N° 022-2010-GART del proyecto de resolución y al análisis de observaciones del presente informe se concluye que dicho programa es legalmente aceptado y el más eficiente para un esquema de incertidumbre en la demanda.

Asimismo, con las tarifas básicas establecidas, en los 8 años de duración del primer Periodo de Regulación, se amortizaría el 22,1% de la inversión inicial (KUNTUR propone amortizar el 30% en el mismo periodo).

1.6 Tarifas Básicas Iniciales

Las Tarifas Básicas Iniciales no han variado respecto a las pre-publicadas en el proyecto de resolución, las cuales se muestran en el cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

Tarifas Básicas Iniciales	US \$ / mil PC	US \$ / mil m ³
Servicio Firme	2,50	88,43
Servicio Interrumpible G G E E	3,58	126,32
Servicio Interrumpible Otros	3,13	110,53

Nota:

Para la tarifa Interrumpible del G G E E se ha considerado un Factor de Carga de 70%

Para la tarifa Interrumpible de otros se ha considerado un Factor de Carga de 80%

1.7 Comentarios recibidos

Dentro del plazo establecido en la resolución con la cual se publicó el proyecto de resolución, se recibieron comentarios por parte de la empresa KUNTUR Transportadora de Gas SAC, los cuales se resumen a continuación:

Tema	#	Comentario	Análisis
Periodo de Regulación	1	Considera que el periodo de regulación debe ser de 25 años, debido al beneficio económico para el usuario, a que garantiza una evolución favorable de la demanda, incentiva la inversión en el proyecto y otorga a la tarifa mayor predictibilidad y eficiencia, además, señala que se hace inviable el proyecto por que los bancos no le otorgarían préstamos con plazos mayores a 8 años.	La tarifa propuesta por OSINERGMIN, es 20% menor que la tarifa propuesta por KUNTUR, considerando un Periodo Regulatorio de 8 años. La diferencia se debe al menor Capital de inversión (9%) estimado por OSINERGMIN respecto al propuesto por KUNTUR y a la diferencia de Tasas de Actualización. 12% OSINERGMIN - 15,8% KUNTUR. Un Periodo de Regulación menor permite efectuar revisiones de los factores externos que escapan del control de la empresa y Osinergmin.
Plan de amortización	2	Considera que no es beneficioso para el usuario. Posterga el 77,9% de la amortización total para periodos posteriores y que debiera usarse un plan lineal de amortizaciones.	El Plan de amortización utilizado para la determinación de la tarifa se ha efectuado de acuerdo a lo establecido en el literal a) del artículo 137° del Reglamento. El Plan de Amortizaciones utilizado genera tarifas con menor variabilidad a lo largo de la vida del proyecto, dando una mayor seguridad al inversionista ya que compromete una menor proporción de la amortización de la inversión en un periodo en donde la demanda es menor respecto a los siguientes años.
Tasa de Actualización	3	Argumenta que el artículo 135° del Reglamento le otorga la posibilidad al concesionario de proponer y a OSINERGMIN de aprobar la modificación de la tasa de 12% de acuerdo a lo que considere mejor para cada proyecto en particular. Adicionalmente solicita se considere la estructura deuda/capital de su propuesta.	Los criterios establecidos en el Reglamento rigen a toda la industria del transporte de gas natural en el país y no se deben interpretar específicamente para un proyecto en particular, debido a que dicha acción permitiría actos de discriminación entre proyectos establecidos en el mismo giro de negocio. El artículo 135° del Reglamento no señala, explícita ni implícitamente, que el concesionario pueda proponer una modificación de la Tasa de Actualización, y que esta deba ser adecuada a cada proyecto.
Tasa de Actualización - Riesgo Comercial	4	Solicita incorporar una prima de Riesgo Comercial, la cual está relacionada a la incertidumbre en la demanda. Señala que si la demanda resultara menor que la proyectada, el concesionario no obtendría los flujos de caja necesarios para recuperar sus inversiones.	Este riesgo se asocia a la incertidumbre de la demanda y no debe ser incluido en la Tasa de Actualización ya que dicho riesgo puede incorporarse en la proyección de la demanda y depende de la gestión de la empresa el buscar la firma de contratos Ship or Pay.

Tasa de Actualización - Riesgo Regulatorio	5	Argumenta que el contrato de concesión se vincula al Reglamento y a sus modificatorias, asimismo, señala que este riesgo es asignado en el contrato íntegramente al concesionario, por lo tanto KUNTUR ha incorporado el riesgo regulatorio en su Tasa de Descuento, debido a que es un factor que no puede ser mitigado por sus acciones.	En el Perú la mayoría de contratos de concesión establecen dentro de sus cláusulas que el contrato se rige por las leyes aplicables y sus respectivas modificatorias. El Riesgo Regulatorio no procede ya que OSINERGMIN aplica lo establecido en el Reglamento y la normativa respectiva, sin modificar los criterios y siendo totalmente predecible.
Tasa de Actualización - Riesgo de Liquidez	6	KUNTUR argumenta que si quisiera vender acciones en el mercado secundario, local o extranjero, difícilmente podría lograr que otros inversionistas compren, debido a que la empresa es nueva y a los altos riesgos implicados en el proyecto. Adicionalmente, asegura que mientras más tiempo pase, menor valor tendrá la empresa debido al menor tiempo que le resta de vida al proyecto, por lo tanto, este riesgo ha sido asignado a KUNTUR, ya que son condiciones del contrato sobre las cuales no tiene injerencia.	Las condiciones que figuran en su contrato fueron negociadas directamente entre los representantes del Estado Peruano y la empresa KUNTUR, por lo tanto, KUNTUR si tiene injerencia directa en lo que se establece en su contrato. Asimismo, el hecho de que los accionistas no puedan vender la empresa, es un hecho que debe ser manejado por la gestión de la misma empresa y no implica que la Tasa de Actualización de toda la industria del transporte de gas natural deba incrementarse por este hecho, el cual es un elemento que afecta específicamente a cada empresa y proyecto y no a la industria en general.
Factores de Ajuste	7	Incluir los Factores de Ajuste presentados en su propuesta de tarifas, con la finalidad de eliminar las contingencias que pudieran generar los hechos externos.	El valor en el tiempo de la tarifa es actualizado de acuerdo a la fórmula de actualización fijada en el proyecto de resolución, la cual está relacionada al índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica. Asimismo, el Capital de Inversión es reajustado al inicio de la operación comercial del proyecto, de acuerdo a lo establecido en los artículos 121° y 122° del Reglamento. Por otro lado, la aplicación de Factores de Reajuste distintos a los establecidos en el artículo 115° no puede ser considerada.
Tasa de Libre Riesgo	8	KUNTUR argumenta que se debería utilizar la estadística de 20 años de los bonos a 30 años del tesoro americano para estimar la Tasa de Libre Riesgo para utilizar un periodo de evaluación similar al de la duración de la concesión. Asimismo, precisa que durante el periodo de febrero 2002 – febrero 2006, el bono a 30 años del tesoro americano fue suspendido.	La tendencia de los Bonos del Tesoro Americano a 30 años, es a la baja, pudiéndose notar que en los últimos años su rendimiento se encuentra por debajo del 5%, valor considerado en la determinación de la tasa de 12%. Asimismo, hay que recordar que se usa la información histórica para estimar el futuro ya que la Tasa de Actualización aplica hacia adelante.
Modelo Tarifario	9	La deuda no debe utilizarse para la evaluación de los flujos de caja, sin embargo, debe ser incluida como parte de los CAPEX. Asimismo, no se aprecia una disminución en el principal de la deuda a lo largo del periodo en evaluación.	El pago de la deuda no forma parte del Flujo de Caja Libre utilizado para determinar la tarifa, asimismo, el pago de deuda se efectúa de acuerdo al método americano, es decir, el total del principal se cancela en la última cuota.
Especificación de tuberías	10	La empresa KUNTUR argumenta que en la página 59 del Informe N° 022-2010-GART se señala que en su propuesta no especifica el Schedule de las tuberías, observándose que en muchos casos el espesor de la tubería presentada es inferior al correspondiente Schedule 40.	En la página 59 del Informe N° 022-2010-GART se señala que los espesores de algunas de las tuberías consideradas por KUNTUR resultan inferiores a los espesores correspondientes para las tuberías Schedule 40 considerados por OSINERGMIN en la valorización del proyecto. En todo caso este punto no tiene mayor relevancia en el cálculo.
Costos de materiales de tubería	11	Considera que el costo correspondiente a las tuberías (materiales), determinado por OSINERGMIN, es inferior en US\$ 102 millones respecto a lo presentado en su propuesta, debido a la no inclusión de sus llamados factores de complejidad. (Acceso y logística en las zonas selva, sierra y costa).	Osinergrmin ha reconocido los costos generados por el acceso y logística a las zonas de sierra, costa y selva en los costos de instalación de las tuberías y no en el costo de las mismas. Al final, en el total de tubería más instalación, Osinergrmin estima un costo 2% mayor al de KUNTUR.
Materiales de otros componentes	12	Considera que OSINERGMIN debe sustentar el 3% (del valor de los materiales) asignado por "Otros componentes".	Utilizando un benchmarking con TGP, se reconoció a KUNTUR un 3% por concepto de Otros componentes. Por otro lado, KUNTUR solicita un 3,2%, resultado del Benchmarking que dice haber efectuado, sin embargo, no especifica cuál ha sido su fuente de información.

Costos de instalación de tubería	13	Considera que OSINERGMIN debe sustentar el valor de US\$ 5 millones estimado por cada estación de bombeo.	Se utilizó información presentada en 1995 por la empresa Shell, para evaluar la factibilidad de transportar los líquidos de gas natural de Camisea a Lima, de donde se desprende que el costo de 4 estaciones de bombeo asciende a US\$ 20 Millones. Los costos de Shell fueron actualizados.
Activos Fijos No Productivos y Costos de desarrollo	14	Considera que OSINERGMIN debe sustentar el 2% (de los costos de construcción) asignado por "Costos de desarrollo". Asimismo, considera que en los Activos Fijos No Productivos se deben considerar una póliza de seguro extracontractual que cubra daños a terceros durante la construcción, así como una póliza de seguro para el sistema de transporte.	En el Informe N° 022-2010-GART, OSINERGMIN estima los costos de desarrollo en base a información de la empresa TGP, sin embargo, dada la diferencia en las modalidades de concesión con KUNTUR se le asignó al proyecto un costo extra de desarrollo de 2% sobre los costos de construcción, con lo cual se aseguraría cualquier costo adicional en que incurriera la empresa. En el caso, de los AFNP, Osinermin estimó el valor de este rubro también en base a un Benchmarking con TGP, sin embargo, KUNTUR presentó cifras muy por encima de las estimadas por Osinermin, y no presentó el sustento de las mismas.

1.8 Conclusiones

- Las tarifas propuestas finalmente no varían respecto a las publicadas en el proyecto de resolución, cuya determinación se detalló en el informe técnico N° 022-2010-GART.
- No se ha acogido ninguno de los comentarios recibidos.
- La Tarifa de KUNTUR es 20% más alta que la propuesta por OSINERGMIN aún cuando KUNTUR utiliza un Periodo de Regulación de 25 años y OSINERGMIN sólo utiliza 8 años. La diferencia se explica por la Tasa de Actualización (KUNTUR propone 15.8% mientras que OSINERGMIN utiliza el 12% del reglamento).
- La Tasa de Actualización utilizada es la que se fija en el Reglamento (12%), debido a que no se ha justificado el cambio de su valor, existiendo una diferencia respecto al valor propuesto por KUNTUR (15.8%), principalmente por la estructura deuda – capital utilizada para determinar dicha tasa (KUNTUR considera la relación Deuda/Capital igual a 40%/60% mientras que OSINERGMIN utiliza 60%/40% la cual es representativa de la industria).
- El Capital de Inversión total (CAPEX) reconocido por OSINERGMIN asciende a US\$ 1567 Millones, lo cual representa 9% menos de lo propuesto por KUNTUR. Los CAPEX tanto para OSINERGMIN y KUNTUR son estimados. KUNTUR estima su CAPEX en función de parámetros adoptados sin una comprobación o Benchmarking. OSINERGMIN estima su valor en función de costos auditados a TGP y los actualiza mediante índices de inflación y los ajusta a las dimensiones del proyecto de Kuntur. Además, OSINERGMIN realiza dos (2) Benchmarking (estudio Quantum y

actualización del Presupuesto de Shell para el gasoducto Camisea – Santa Cruz adaptada al proyecto KUNTUR).

- El costo de Operación y Mantenimiento (OPEX) reconocidos por OSINERGMIN ascienden a 3,88% de los CAPEX, es decir, 0,22% menor al propuesto por KUNTUR. OSINERGMIN determina su cifra según benchmarking efectuado a la empresa TGP y a estudios realizados por la empresa consultora Quantum.
- KUNTUR afirma que con la Tasa de Actualización y el Periodo de Regulación fijados su proyecto es inviable, sin embargo, la ausencia de reservas de gas natural es un factor que repercute directamente en la viabilidad de su proyecto, factor que era de público conocimiento antes de que firmase su contrato de concesión y un riesgo que no puede ser incorporado como un riesgo en la evaluación de la tasa y que su inclusión tampoco haría viable su proyecto si no existen reservas de gas natural suficientes.

1.9 Recomendación

- Aprobar las tarifas propuestas en la pre-publicación de acuerdo con la Tasa de Actualización definida en el Reglamento (12%) y para un Periodo de Regulación de 8 años.

2. Objetivo

El objetivo del presente informe es el de analizar los comentarios y sugerencias presentados por los interesados a la resolución OSINERGMIN N° 011-2010-OS/CD, mediante la cual se pre-publicó el proyecto de resolución que establece las tarifas básicas iniciales del Sistema de Transporte del Gasoducto Andino del Sur, concesionada a la empresa KUNTUR Transportadora de Gas SAC.

3. Marco Legal

- Ley N° 26221: Ley Orgánica de Hidrocarburos.
- Ley N°. 27116 del 17 de mayo de 1999, que otorga a la Comisión de Tarifas de Energía (CTE, hoy OSINERGMIN) la facultad de fijar y regular las tarifas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por red de ductos, de acuerdo a los criterios establecidos en la mencionada ley y las normas aplicables al subsector hidrocarburos.
- Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD, que establece los “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”.
- Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, que aprueba la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”.
- Decreto Supremo N° 081-2007-EM, que aprueba el nuevo Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (reemplaza al reglamento aprobado mediante D.S. 041-99-EM).
- Contrato de Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al Sur del País, firmado entre el Estado Peruano, actuando a través del Ministerio de Energía y Minas y la empresa KUNTUR Transportadora de Gas SAC.
- Resolución OSINERGMIN N° 0167-2009-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que fija las Tarifas de Transporte del Gasoducto Andino del Sur, aplicables al período comprendido entre la Puesta en Operación Comercial del servicio y la culminación de la concesión.
- Resolución Ministerial N° 443-2009-MEM/DM, mediante la cual se declara como zona geográfica determinada para la instalación de un Complejo Petroquímico de Desarrollo Descentralizado a la zona denominada "Lomas de 110", ubicada en el departamento de Moquegua.

- Resolución OSINERGMIN N° 194-2009-OS/CD, mediante la cual se publicó la resolución que fija las Tarifas Básicas Iniciales de Transporte del Gasoducto Andino del Sur.
- Carta recibida el 13/11/2009 mediante la cual KUNTUR presenta Recurso de Reconsideración en contra de la Resolución OSINERGMIN N° 194-2009-OS/CD.
- Carta recibida el 11/12/2009 mediante la cual KUNTUR amplía sus argumentos del Recurso de Reconsideración presentado.
- Resolución OSINERGMIN N° 299-2009-OS/CD, mediante la cual se dejó sin efecto la Resolución OSINERGMIN N° 194-2009-OS/CD debiéndose retrotraer el Procedimiento Regulatorio para la Fijación de las Tarifas Básicas Iniciales de Transporte del Gasoducto Andino del Sur, a la etapa establecida en el ítem j) del Anexo E del procedimiento contenido en la Norma “Procedimiento para Fijación de Precios Regulados”.
- Carta recibida el 10/01/2010 mediante la cual KUNTUR efectúa solicitudes relacionadas al proceso de fijación de tarifas del Gasoducto Andino del Sur.
- Carta recibida el 25/01/2010 mediante la cual KUNTUR efectúa argumentos adicionales relacionados al proceso de fijación de tarifas del Gasoducto Andino del Sur.
- Resolución OSINERGMIN N° 011-2010-OS/CD, mediante la cual se publicó el 2do proyecto de resolución que fija las Tarifas de Transporte del Gasoducto Andino del Sur.
- Carta recibida el 12/02/2010 mediante la cual KUNTUR efectúa sus comentarios y observaciones a la Resolución OSINERGMIN N° 011-2010-OS/CD.

4. Análisis de comentarios

Los únicos comentarios presentados fueron remitidos por la empresa KUNTUR Transportadora de Gas SAC, mediante el documento recibido el 12/02/10, los cuales son analizados a continuación:

4.1 Tema: Periodo de Regulación

KUNTUR argumenta que el periodo de regulación debe ser de 25 años, debido al beneficio económico para el usuario, a que garantiza una evolución favorable de la demanda e incentiva la inversión en el proyecto.

Asimismo, menciona que una tarifa de 25 años sería 45% más baja en los primeros años que una tarifa de 8 años.

Adicionalmente, argumenta que se añade un riesgo regulatorio al fijar un periodo que no sea el de 25 años, debido a que no se tiene la certeza de que OSINERGMIN utilizará los mismos criterios para determinar las futuras tarifas.

Por otro lado, en el informe anexo preparado por ESAN, argumenta que un Periodo de Regulación de 8 años hace inviable el proyecto, por que los bancos no prestarían a un plazo mayor que este, debido a que para conseguir financiamiento los bancos exigen una Tasa de Actualización fija para todo el periodo de la concesión, tasa que no variaría si se fija el periodo en 25 años.

Asimismo, argumenta que con un Periodo de Regulación de 25 años se alcanza una mayor predictibilidad y eficiencia en las tarifas, y señala además que no existe un impedimento legal para hacerlo, caso contrario, asegura, con un periodo de 8 años se crea incertidumbre y no hace posible el proyecto.

Análisis de OSINERGMIN

La tarifa propuesta por OSINERGMIN (2.5) es 20% menor a la tarifa de 25 años propuesta por KUNTUR (3.0), aun considerando un Periodo de Regulación de 8 años. La diferencia radica en el menor costo (9%) y al efecto de la Tasa de Actualización (KUNTUR propone 15.8% mientras que OSINERGMIN utiliza el 12% definido en el reglamento).

Asimismo, con el incremento de la demanda, la tarifa de OSINERGMIN tendería a disminuir a lo largo del tiempo, lo cual otorga un beneficio económico para los usuarios. Esto está en línea con lo señalado en el inciso a) del artículo 137² del reglamento al decir que la tarifa debe cambiar en el tiempo de manera consistente.

Asimismo, en la fijación de un Periodo de Regulación de 8 años se consideró que en dicho periodo el concesionario puede lograr el afianzamiento de su

² **Artículo 137º.- Objetivos del Programa de Amortización**

El Programa de Amortización debe ser diseñado de manera tal que:

- a) Resulte en una Tarifa Básica que cambie en el tiempo de manera consistente con el crecimiento eficiente del mercado para los Servicios Básicos prestados, lo cual puede involucrar que una parte sustancial de la amortización se dé en períodos futuros, en los que se prevé un significativo crecimiento de la demanda.
- b) Cada instalación que forma parte del Sistema de Transporte sea amortizada a lo largo de su vida económica;
- c) El Programa de Amortización para cada instalación que forma parte del Sistema de Transporte sea ajustado a lo largo de la vida económica de esa instalación, para así reflejar los cambios en la vida económica esperada de la misma en la medida de lo posible; y
- d) Una instalación sea amortizada sólo por una vez; esto es, que la suma de la amortización que es atribuible a cualquier instalación a lo largo de su vida, sea equivalente al valor de esa instalación en el momento en el cual su valor fue incluido por primera vez como parte del Capital de Inversión.

mercado y de sus operaciones, así como el de efectuar la revisión de los costos de las obras concluidas en su primera ampliación, la cual está proyectada para el año 4 de operación comercial, lo cual se condice con lo establecido en el artículo 123°³ del Reglamento.

Asimismo, al posibilitar que exista más de un periodo de regulación permitiría que, de manera periódica, se revisen los factores determinantes de la tarifa para evitar las ganancias o perjuicios excesivos, al concesionario, y lograr un servicio más eficiente, tal como lo sustenta ESAN en el argumento de sustento al mecanismo de ajuste y en sus conclusiones.

Adicionalmente, con un Periodo de Regulación no tan extenso como el propuesto por KUNTUR (25 años), existe la posibilidad de considerar en los siguientes Periodos de Regulación, factores externos que escapan del control de la empresa y de OSINERGMIN, como la estimación de la demanda en un mercado que no es maduro, y que por lo tanto, tiene una baja confiabilidad en el mediano y largo plazo, argumentos citados en el informe de ESAN, para sustentar los Factores de Ajuste.

KUNTUR no señala que el Periodo de Regulación de 25 años, solicitado por ellos, se sustenta en que se puedan revisar sus inversiones al inicio de la operación comercial y cuando se hagan las dos siguientes ampliaciones (año 4 y 8 de operación), lo cual proponen hacer mediante factores de ajuste no señalados en el artículo 115° del reglamento, mientras que el propio reglamento define la forma de como se revisa la tarifa (ver siguiente párrafo).

Efectivamente, de acuerdo con el informe legal y lo analizado por el área técnica, los factores de ajuste propuestos por KUNTUR no son necesarios si se revisa la inversión inicial (artículos 121° y 122° del reglamento), se revisa las ampliaciones (artículos 123° a 127° del reglamento) y se mejora la proyección de la demanda y programa de amortizaciones en cada periodo regulatorio. Respecto a la proyección de la demanda ésta también **podría ser considerada** como un mecanismo de incentivo (artículos 140° y 141° del reglamento) toda vez que **si no se revisa la demanda dentro del periodo regulatorio** se alentaría la mayor venta de servicios por parte del transportista, lo cual originaría que en la siguiente revisión de tarifas, estas bajen en beneficio de los clientes.

En consecuencia, OSINERGMIN efectúa la regulación tarifaria de acuerdo a lo establecido en el Reglamento y demás normas aplicables, en ese sentido, los criterios a utilizarse para la fijación de las futuras tarifas de gas natural para la industria en general son totalmente predictibles⁴, además, al ser la industria

³ **Artículo 123°.- Revisión del Capital de Inversión**

El Capital de Inversión de un Sistema de Transporte será revisado al inicio de un Período de Regulación para reconocer costos por la construcción de Nuevas Instalaciones con el propósito de prestar los Servicios.

⁴ La predictibilidad del reglamento viene dada por la forma en que se fija el Capital de Inversión (inicial y ampliaciones) y los costo de O&M. Es importante precisar que una vez fijado el valor de inversión éste sólo

de gas natural relativamente nueva en el país, la normatividad vigente y la que posteriormente regule el sector, estará dirigida a favorecer su crecimiento.

Además, tal como se estableció en el informe técnico de sustento de la pre-publicación, la viabilidad del proyecto no es definida por la tarifa que fije OSINERGMIN, en estricta aplicación de las normas vigentes, las cuales por cierto en ningún momento ha sido cuestionada por KUNTUR, si no que por variables o normas que eran de conocimiento de KUNTUR en el momento en que evaluó y consideró firmar el contrato de concesión.

Suplementariamente, es pertinente mencionar que en Colombia, la regulación de dicho país establece en el artículo 126° de la Ley 142, que los Periodos Tarifarios son de 5 años, por lo tanto, el argumento de que un periodo de regulación corto agrega riesgos e impide que los inversionistas concreten el financiamiento de sus proyectos es infundado.

En conclusión las observaciones referentes a este tema no son aceptadas.

4.2 Tema: Plan de amortización

KUNTUR argumenta que el Plan de amortización utilizado para la determinación de la tarifa no beneficia al usuario, carece de sustento técnico y se basa en una proyección de la demanda que es totalmente impredecible.

Asimismo, argumenta que con un Plan de amortización como el planteado por OSINERGMIN se generan tarifas inconsistentes en el tiempo, debido a las diferencias sustanciales que existen en sus valores a lo largo de la vida del proyecto.

Adicionalmente agrega que el Plan de Amortización presentado es pernicioso con la visión de largo plazo de todo mercado no desarrollado y no beneficia al usuario además de carecer de sustento técnico, basándose en una proyección de la demanda que tendría variaciones imposibles de predecir, postergando el 77,9% de la amortización total para periodos posteriores donde la demanda es aún más incierta, por lo tanto plantea la aplicación de un Plan de amortización lineal.

cambia por adiciones o sustracciones y no por cambios tecnológicos o de costos unitarios. La Tasa de Actualización también es predecible ya que para cambiar el valor base de 12%, OSINERGMIN debe sustentar la razonabilidad de dicho cambio.

Análisis de OSINERGMIN

El Plan de amortización utilizado para la determinación de la tarifa se ha efectuado de acuerdo a lo establecido en el literal a) del artículo 137°⁵ del Reglamento.

Bajo este criterio el plan de amortizaciones se establece de forma proporcional al crecimiento de la demanda, disponiendo amortizaciones mayores a periodos con mayor demanda, lo que contribuye a tener tarifas más razonables al inicio de la operación comercial, donde justamente la demanda es aún mínima.

Un Plan de Amortizaciones que se efectúa directamente proporcional a la demanda genera tarifas con menor variabilidad a lo largo de la vida del proyecto, generando una mayor seguridad al inversionista ya que compromete una menor proporción de la amortización de la inversión en un periodo en donde la demanda es menor respecto a los siguientes años. Al respecto, de acuerdo a lo planteado por OSINERGMIN durante los 8 años del Periodo de Regulación fijado, se considera el 22,1% del total de las amortizaciones, contra el 30% resultante de la amortización lineal de la propuesta por KUNTUR.

Asimismo, una menor proporción de amortización durante el periodo en donde la demanda es mínima, genera beneficio para el usuario y el concesionario, debido a que implica menores costos a pagar durante dicho periodo y que si existiera una gran diferencia entre la demanda proyectada y la real, la pérdida o ganancia sería beneficiosa para el concesionario.

En resumen, el programa de amortización definido por OSINERGMIN es legal (137°), es adecuado al crecimiento de la demanda, no es pernicioso sino lo contrario, ya que beneficia tanto al cliente como al concesionario y genera tarifas consistentes (decrecientes) en el tiempo.

En conclusión, las observaciones referentes a este tema no son aceptadas.

4.3 Tema: Tasa de Actualización

KUNTUR argumenta que el artículo 135° del Reglamento le otorga la posibilidad al concesionario de proponer y a OSINERGMIN de aprobar la

⁵ **Artículo 137°.- Objetivos del Programa de Amortización**

El Programa de Amortización debe ser diseñado de manera tal que:

a) Resulte en una Tarifa Básica que cambie en el tiempo de manera consistente con el crecimiento eficiente del mercado para los Servicios Básicos prestados, lo cual puede involucrar que una parte sustancial de la amortización se dé en periodos futuros, en los que se prevé un significativo crecimiento de la demanda.

modificación de la tasa de 12% de acuerdo a lo que considere mejor para cada proyecto en particular.

Asimismo, señala que las primas de riesgo propuestas (variables que considera escapan de la injerencia del concesionario) así como la estructura deuda – capital del proyecto deben de respetarse en la determinación de la Tasa de Actualización.

ESAN, apoyando el argumento de KUNTUR, señala que la metodología del CAPM se refiere a mercados profundos o maduros con mucha información histórica que permita cuantificar los riesgos, lo cual no se da en el caso del proyecto de KUNTUR, por lo tanto, asegura que no existe una demanda histórica que pueda proyectarse, lo cual crea incertidumbre. En ese sentido, el modelo del CAPM tiene muchas limitaciones y debe ser tomada solamente como referencial.

Asimismo, asegura que la emisión de una normatividad que fije una tarifa única de transporte de gas natural a nivel nacional, así como, la posibilidad del establecimiento de empresas de distribución de gas natural a lo largo del gasoducto con financiamiento municipal, son solo posibilidades que podrían darse o no.

Adicionalmente, señala que el proyecto de KUNTUR posee una relación deuda – capital de 40% / 60% y no de 60% / 40% tal como se define en la industria del transporte de gas natural en el Perú.

Análisis de OSINERGMIN

Es pertinente e importante precisar que los criterios establecidos en el Reglamento rigen a toda la industria del transporte de gas natural en el país y no se deben interpretar específicamente para un proyecto en particular, debido a que dicha acción permitiría actos de discriminación entre proyectos establecidos en el mismo giro de negocio.

Es así que el artículo 135⁶ del Reglamento no señala, explícita ni implícitamente, tal como lo argumenta KUNTUR, que el concesionario es el que debe proponer una modificación de la Tasa de Actualización, y que esta deba ser adecuada a cada proyecto.

⁶ **Artículo 135°.- Modificación de la Tasa de Actualización**

La Tasa de Actualización **podrá ser modificada sobre la base de un promedio ponderado del retorno aplicable a cada fuente de fondos**. Tales retornos serán determinados usando un modelo financiero tal como el “**Capital Asset Pricing Model**” (**CAPM**). **En general, el promedio ponderado del retorno de los fondos deberá ser calculado con referencia a una estructura financiera que refleje los estándares en la industria**. Toda modificación de la Tasa de Actualización será aprobada por OSINERGMIN, con vigencia al inicio de un Periodo de Regulación. **Nota: subrayado incluido.**

En ese sentido, tal como se señala en el párrafo anterior, dicha acción generaría discriminación entre proyectos que se encuentran en el mismo giro de negocio y que por ende se encuentran afectados bajo los mismos riesgos sistemáticos, asimismo, dependería de la gestión de cada uno de ellos el cubrir los riesgos específicos generados por diferentes características en la ejecución y operación de sus proyectos.

Adicionalmente, es necesario precisar que OSINERGMIN efectuó un estudio para la evaluación de la modificación de la Tasa de Actualización de la industria del transporte de gas natural en el Perú, de acuerdo a lo establecido en el artículo 135° del Reglamento, considerando pertinente no modificarla en base a los resultados obtenidos, los cuales ajustados a una distribución normal mostraban un valor medio de la tasa de 12%.

KUNTUR en sus argumentos señala que el modelo CAPM, utilizado para determinar el Costo del Equity, es un modelo que debe tomarse solo como referencial ya que es limitado y además tiene supuestos económicos que rara vez se dan en la vida real, sin embargo, dicho modelo es el más utilizado para determinar los riesgos sistemáticos y calcular el costo del equity, tal como se establece en la propia legislación peruana en diferentes industrias reguladas (electricidad y transporte) , a nivel académico, de entes reguladores, analistas financieros y en los negocios en general.⁷

Por otro lado, las primas de riesgo propuestas por KUNTUR, las cuales son analizadas a continuación, han sido definidas en los informes presentados por ESAN y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC), como riesgos específicos o propios del proyecto (construcción, demanda, financiamiento, etc.)⁸

Asimismo, la falta de información histórica no imposibilita la proyección de variables hacia el futuro, debido en que con o sin información histórica, lo que se hace es un análisis prospectivo de diferentes variables, lo cual genera riesgos que pueden ser mitigados considerando proyecciones conservadoras.

Adicionalmente, KUNTUR afirma que su proyecto posee más riesgos que cualquier otro proyecto de infraestructura en el país y que dichos riesgos, fueron considerados en la determinación de su Tasa de Actualización, sin embargo, dentro de los riesgos propuestos por KUNTUR, solamente se incluyeron en su propuesta los riesgos de: Prima por Tamaño, Prima por riesgo Devaluatorio, Prima por Riesgo Comercial, Prima por Riesgo

⁷ *"The most commonly used model for assessing systematic risk and calculating the cost of equity capital is the Capital Asset Pricing Model (CAPM). This model is recognized by both the academic and commercial communities and has a strong pedigree. The CAPM is also used by investment analyst, utility regulators, corporate planners, and even government officials."*, *The Real Cost of Capital*. Ogier, Rugman & Spicer.

⁸ 3^{er} párrafo de la página 14 del informe de ESAN.

Regulatorio, Prima por Riesgo de Liquidez y en sus observaciones actuales solo ha observado la inclusión de los Riesgos Comercial, Regulatorio y de Liquidez. En ese sentido, los riesgos citados anteriormente, a excepción de la prima por tamaño, no han sido incluidos en el cálculo por considerarse riesgos específicos.

Asimismo, KUNTUR debe considerar que la falta de una garantía de reservas de gas natural (hecho conocido por KUNTUR en el momento de firmar su contrato de concesión), genera una incertidumbre que no puede ser cubierta por ningún tipo de Prima de Riesgo, ya que la inexistencia de gas natural a vender hace automáticamente inviable su proyecto, sin importar la Tasa de Actualización asumida.

En ese sentido, el riesgo de no contar con volumen de gas natural a transportar (porque no hay reservas garantizadas al proyecto) es un riesgo que no ha sido controlado por KUNTUR en su contrato de Concesión (donde pudo haber obtenido la garantía del Estado), pero que tampoco puede ser cubierto por una Prima de Riesgo, es decir, es un riesgo específico del proyecto (por ejemplo no lo tiene TGP) y no de toda la industria, y representa un parámetro de decisión para la evaluación del proyecto que no puede ser incorporado en la tasa de actualización, como otros riesgos que son inherentes del mismo, los cuales deben ser evaluados en el momento de decidir si el proyecto es viable, debido a que ya se conoce de antemano que el Reglamento no incorpora en la Tasa de Actualización riesgos inherentes a cada proyecto.

En este contexto es pertinente mencionar el caso del Poliducto de Pisco a Lurín, en manos de la empresa Graña y Montero (G&M), proyecto que tiene concesión pero que aún no estructura la demanda necesaria a firme, a ser transportada, de tal manera que se inicie la construcción, estando por lo tanto el proyecto en “stand by”. Esto demuestra que la Tasa de Actualización no es la relevante para poner en marcha el negocio sino que la demanda a transportar pueda darse con cierta seguridad.

Por otro lado, de acuerdo a lo señalado en los informes de ESAN y de SMBC, la estructura deuda – capital del proyecto podría variar, incorporando mayor deuda una vez que entre en operación comercial el proyecto, debido a la consolidación del mismo, así también, señala que por ejemplo la Prima de Riesgo de Liquidez también disminuiría.

En ese sentido, ambos factores variarían y por lo tanto la determinación del costo de capital a lo largo del tiempo también lo haría, justificando que la Tasa de Actualización no puede ser la misma durante todo el periodo de la concesión.

Asimismo, la diferencia entre la Tasa de Actualización pre-publicada en la primera oportunidad y la actual, se debe principalmente a la estructura deuda

– capital utilizada, la cual refleja el estándar en la industria actualmente, la misma que no debe modificarse o determinarse particularmente para un proyecto en especial, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento.

En conclusión las observaciones referentes a este tema no son aceptadas.

4.4 Tema: Tasa de Actualización – Prima de Riesgo Comercial

KUNTUR solicita la incorporación de una prima de Riesgo Comercial, la cual está relacionada a la incertidumbre en la demanda.

Señala que si la demanda resultara menor que la proyectada, el concesionario no obtendría los flujos de caja necesarios para recuperar sus inversiones.

Adicionalmente, señala que las demandas se basan en proyecciones y carecen de confiabilidad en el mediano y largo plazo, y no existe manera de mitigar el su riesgo, ya que no se dispone de mecanismos como contratos Take or Pay u otro tipo de garantías que cubran este riesgo.

Análisis de OSINERGMIN

KUNTUR ha solicitado la inclusión de ésta prima desde la primera pre publicación, no habiendo presentado nuevos argumentos para reconsiderar su inclusión.

En todo caso, el riesgo específico por la proyección de la demanda de su proyecto debe ser cubierto por la misma empresa, presentando tal vez, una demanda de gas natural más conservadora, lo cual le permitiría minimizar la probabilidad de estimar demandas superiores a las que realmente se puedan dar, lo cual obviamente incrementaría el valor de su tarifa.

En ese sentido, es pertinente precisar que KUNTUR no ha presentado observaciones ni a la estimación de la demanda ni al valor de las tarifas finalmente propuestas por OSINERGMIN, en ninguna de las etapas del presente proceso.

Por otro lado, KUNTUR asegura que no tiene la posibilidad de que se firmen contratos de tipo Ship or Pay en el futuro, u otro tipo de garantías que generalmente se utilizan en este tipo de proyectos de infraestructura, en ese sentido, es pertinente mencionar que uno de los factores para evaluar la viabilidad de este tipo de proyectos se basa en las demandas por contratos a firme (Ship or Pay), tal como lo menciona el mismo KUNTUR en su carta KUNTUR-GG-097-2009⁹, en donde presenta sus observaciones al primer proyecto de resolución publicado.

9

Proyección de la Demanda

En consecuencia, de acuerdo con los supuestos efectuados por KUNTUR, la viabilidad de su proyecto de transporte de gas natural no sería posible en este aspecto, sin embargo, es sabido que depende de la gestión de la propia empresa el lograr concretar contratos a firme que minimicen la incertidumbre que genera la demanda, contratos que generalmente son de largo plazo, por lo tanto, las posibles desviaciones que se pueden generar en la estimación de la demanda se minimizan con contratos a firme y con la evaluación de un menor Periodo de Regulación.

Asimismo, debe considerarse la existencia de reservas de gas natural suficientes para abastecer la demanda que proyecta vender, la cual alcanza aproximadamente los 4,5 TCF durante toda la vida del proyecto, es así que considerando que el Estado Peruano solo le ha garantizado 1 TCF de gas natural, sus clientes (o sea los que representan su demanda) no tendrían el gas natural suficiente para hacer uso del servicio de transporte que KUNTUR ofrece.

En resumen, el Riesgo Comercial asociado a la incertidumbre de la demanda no es algo a ser incluido en la Tasa de Actualización ya que dicho riesgo se puede incorporar en la proyección de la demanda. La falta de reservas garantizadas no es un tema que afecte la tasa sino la viabilidad del proyecto.

En conclusión las observaciones referentes a este tema no son aceptadas.

4.5 Tema: Tasa de Actualización – Prima de Riesgo Regulatorio

KUNTUR, a través del informe de ESAN, argumenta que el contrato de concesión se vincula al Reglamento y a sus modificatorias, asimismo, señala que en dicho contrato se asignan los riesgos del proyecto entre el Estado, la concesionaria y los usuarios, siendo asignado este riesgo íntegramente al concesionario, por lo tanto KUNTUR ha incorporado el riesgo regulatorio en su Tasa de Descuento, debido a que es un factor que no puede ser mitigado por sus acciones.

Asimismo, precisa que lo correcto hubiera sido que en el contrato de concesión no se deje abierta la posibilidad de cambios o modificatorias en las normas vigentes, para que así el riesgo no recaiga sobre el concesionario.

Adicionalmente, señala que en el modelo del CAPM utilizado se usa como referencia el mercado de distribución de gas natural de los EE.UU. sin embargo, deben agregarse primas de riesgo para reflejar la situación real del Perú.

“...las demandas consideradas por KUNTUR en su propuesta de tarifas son Capacidades Contratadas en Firme (mercado eléctrico y no eléctrico); dicha consideración está basada en el hecho que todo concesionario de transporte eficiente y prudente, sostiene el proyecto de transporte en contratos a firme;...”, Primer párrafo de la página 1.

Asimismo, señala que los cambios en la duración de los Periodos de regulación fijados en las diferentes publicaciones efectuadas por OSINERGMIN durante el desarrollo de la fijación de las tarifas del proyecto, reflejan el riesgo regulatorio al cual hace referencia.

Análisis de OSINERGMIN

En el Perú la mayoría de contratos de concesión establecen dentro de sus cláusulas que el contrato se rige por las leyes aplicables y sus respectivas modificatorias, por lo que el contrato de KUNTUR no es discriminatorio ni diferente a los que se han firmado hasta la actualidad. Asimismo, la inclusión de dichas cláusulas no genera la incorporación de una prima por Riesgo regulatorio (por lo menos esto no existe en el sector eléctrico).

Por otro lado, en la metodología para determinar el Costo del Equity, se consideró el Beta de empresas del rubro del gas natural en EE.UU. con los betas más elevados, ajustándose los mismos al mercado peruano.

Asimismo, se incorporó también un ajuste que recoja los riesgos que pudieran existir en las metodología de regulación que se aplica en el mercado Americano y el Peruano, de acuerdo a lo establecido por Alexander, Mayer & Weeds¹⁰, quienes determinaron que el beta en países con altos grados de incentivos se encontraba en 0,84 y en países con bajos incentivos en 0,2, lo cual implica que la prima entre dos regímenes de regulación diferentes es de 0,64. Para el caso de la tasa de actualización de 12%, el beta utilizado asciende a 1,51, de acuerdo a lo establecido en el informe técnico que sustentó la resolución de pre-publicación.

Es importante señalar que el Beta adoptado por OSINERGMIN origina una tasa del Equity muy similar a la obtenida por KUNTUR y por tanto no puede señalarse que exista un error metodológico. En consecuencia, lo que pretende KUNTUR es agregar primas adicionales que eleven el Costo de Equity pero sin sustentar la necesidad de tales primas o de si tales primas son algo sistemático de la industria (lo cual debería estar ya incluido en el Beta). Como el Beta se obtiene de empresas americanas y de acuerdo a lo recomendado por Macroconsult, debería darse un premio por tamaño, ya que es de esperarse que una empresa peruana requiera una mayor tasa, en el mercado americano, de la que obtienen las empresas instaladas en estados unidos.

Asimismo, en Colombia, la CREG emitió la Resolución N° 157 de 2008, en donde se publica un proyecto para el establecimiento de la metodología para determinar el costo de capital en la actividad del transporte de gas natural, metodología que no incluye primas adicionales por riesgos regulatorios,

¹⁰ "Regulatory structure and risk and infrastructure firms. An international comparison", Alexander, Meyer and Weeds, 1996.

comerciales o de liquidez, y la cual se aplica para determinar el costo de capital de toda la industria de transporte de gas natural en general.

Por otro lado, respecto a la variación en la duración de los Periodos de Regulación, es pertinente precisar que dichas modificaciones se hicieron al amparo de lo establecido en el Reglamento y con la finalidad de fijar un periodo de regulación que beneficie a todos los involucrados en el proyecto, por ser esta una variable que sí se puede adecuar a un proyecto en específico y cuyo establecimiento es de total potestad del regulador. Además, no está demostrado que el periodo de regulación afecte la Tasa de Actualización (mayor fundamento se tiene en el sector eléctrico donde la tarifa de transmisión eléctrica se revisa cada 4 años y la Tasa de Actualización no ha cambiado).

Asimismo, consideramos que la normatividad que rige a la industria del gas natural en el Perú no ha sufrido mayores cambios desde su inicio, y si han existido cambios se han efectuado con la finalidad de fortalecer la inversión en la industria y la promoción de la misma.

En conclusión las observaciones referentes a este tema no son aceptadas.

4.6 Tema: Tasa de Actualización – Prima de Riesgo de Liquidez

KUNTUR argumenta que si quisiera vender acciones en el mercado secundario, local o extranjero, difícilmente podría lograr que otros inversionistas compren, debido a que la empresa es nueva y a los altos riesgos implicados en el proyecto.

Adicionalmente, asegura que mientras más tiempo pase, menor valor tendrá la empresa debido al menor tiempo que le resta de vida al proyecto, por lo tanto, este riesgo ha sido asignado a la empresa KUNTUR, ya que son condiciones del contrato sobre las cuales KUNTUR no tiene injerencia.

Análisis de OSINERGMIN

La inclusión de esta prima de riesgo ocasionaría que se eleve la Tasa de Actualización del proyecto, con lo cual no se disminuyen los riesgos que afectan directamente y específicamente al proyecto, como la falta de reservas de gas natural y potenciales desviaciones en las estimaciones de la demanda, riesgos específicos que debieron ser considerados por la concesionaria en la evaluación de su proyecto.

Por otro lado, las condiciones que figuran en su contrato fueron negociadas directamente entre los representantes del Estado Peruano y la empresa KUNTUR, por lo tanto, es razonable suponer que KUNTUR si tiene injerencia directa en lo que se establece en su contrato.

Adicionalmente, cabe indicar que TGP, cotiza en la Bolsa de Lima, y adicionalmente emite bonos, lo cual indica que el cotizar o no en Bolsa es una decisión que toma la propia empresa y forma parte de su gestión de manejos de riesgos específicos.

Asimismo, el hecho de que los accionistas no puedan vender la empresa como podría hacerse con cualquier otra, es un hecho que debe ser manejado por la gestión de la misma empresa y no implica que la Tasa de Actualización de toda la industria del transporte de gas natural deba incrementarse por este hecho, el cual es un elemento que afecta específicamente a cada empresa y proyecto y no a la industria en general.

KUNTUR, argumenta que para el caso de TGP, se fijó un solo Periodo tarifario, lo que permitió dar estabilidad y predictibilidad a sus flujos, sin embargo, es pertinente precisar que la Red Principal posee Periodos de Regulación que no podrán ser menores a 2 ni mayores a 4 años, de acuerdo a lo establecido en el literal 11.1)¹¹ del artículo 11° del Reglamento de la Ley de Promoción del desarrollo de la industria del gas natural, aprobado mediante el D.S. N° 040-99-EM, sin embargo la Tasa de Actualización y el Costo de Servicio son factores que se encuentran fijos por que fueron establecidos de dicha manera en su contrato BOOT.

En conclusión las observaciones referentes a este tema no son aceptadas.

4.7 Tema: Tasa de Libre Riesgo

KUNTUR argumenta que se debería utilizar la estadística de 20 años de los bonos a 30 años del tesoro americano para estimar la Tasa de Libre Riesgo para utilizar un periodo de evaluación similar al de la duración de la concesión.

Asimismo, precisa que durante el periodo de febrero 2002 – febrero 2006, el bono a 30 años del tesoro americano fue suspendido.

Análisis de OSINERGMIN

En el informe de sustento de la pre-publicación se mostró en la Figura N° 19, la tendencia que viene teniendo el rendimiento de los Bonos del Tesoro Americano a 30 años, la cual es a la baja, pudiéndose notar que en los últimos años su rendimiento se encuentra por debajo del 5%, valor considerado en la determinación de la tasa de 12%.

¹¹ Artículo 11. – Tarifas Reguladas por el uso de la Red Principal en el Período Tarifario.

11.1 El número de años del Período Tarifario será fijado por la CTE con 2 años de anticipación a su entrada en vigencia y no podrá ser menos de 2 ni mayor de 4 años. De no ser fijado en el plazo respectivo, el Período Tarifario será de 2 años.

Asimismo, consideramos que el periodo para estimar la tasa libre de riesgo no está ligado al periodo de regulación sino al periodo más estable que permita evaluar la tendencia de dicha tasa.

Por último, no debe perderse de vista que se usa la información histórica para estimar el futuro ya que la Tasa de Actualización aplica hacia adelante. En consecuencia es suficiente con el periodo de 10 años para ver la tendencia de dicha tasa.

En conclusión las observaciones referentes a este tema no son aceptadas.

4.8 Tema: Factores de Ajuste

KUNTUR argumenta que la aplicación de factores de ajuste es necesaria, independientemente de la duración del Periodo de Regulación, debido a que no podría actualizar sus tarifas en el tiempo, obstaculizándose los objetivos de la tarifa básica establecidos en el artículo 113° del Reglamento.

Asimismo, señala que variables como la demanda, los costos de operación y mantenimiento, nuevas inversiones, el tipo de cambio y otros deben ser revisados con cierta frecuencia, sin embargo, la Tasa de Actualización no puede ser revisada porque atentaría contra la “Bancabilidad” del proyecto.

Asimismo, adjunta un informe legal emitido por el estudio Muñiz, Ramírez, Pérez-Taiman & Olaya Abogados, al respecto el cual es analizado en el informe legal que complementa el presente informe.

Análisis de OSINERGMIN

El valor en el tiempo de la tarifa es actualizado de acuerdo a la fórmula de actualización fijada en el proyecto de resolución, la cual está relacionada al índice de Precios de Estados Unidos de Norteamérica, definido como: Producer Price Index (Finished Goods less Foods and Energy – Serie ID: WPSSOP3500), publicado por el “Bureau of Labor Statistics” de los Estados Unidos de Norteamérica, de acuerdo a lo establecido en el artículo 115° del Reglamento, de esta manera se garantiza el valor real de la tarifa una vez reconocidos los montos reales de las inversiones efectuadas.

Por otro lado, adicionalmente a lo analizado en el informe legal que complementa el presente informe, consideramos pertinente analizar lo señalado en los artículos 115°¹², 122°¹³ y 140°¹⁴, citados en el informe emitido

12

Artículo 115°.- Factores para el reajuste de las Tarifas Básicas

Las Tarifas Básicas, fijadas al inicio de un Periodo de Regulación, se reajustarán sobre la base de las fórmulas de actualización, determinadas, para dicho período. Las fórmulas de actualización serán determinadas con el propósito de lograr que las Tarifas Básicas mantengan su valor real; las Tarifas Básicas

por el estudio Muñiz, Ramírez, Pérez-Taiman & Olaya Abogados para justificar que se pueden introducir factores de ajuste adicionales a los establecidos en el artículo 115° del Reglamento.

Análisis de los Artículos 115° y el 122° del Reglamento

El Reglamento de transporte incorpora el artículo 115° para permitir el reajuste automático de la tarifa debido a factores que involucran cambios en los costos unitarios de inversión y O&M. En consecuencia, este artículo permite definir índices relevantes que afectan los costos de materiales y construcción, pero no los cambios en la base tarifaria que se estimaron para definir la tarifa, como por ejemplo los cambios en el diámetro de las tuberías, longitud de las redes y la proyección de la demanda.

Por otro lado, el artículo 122° dispone un reajuste del costo de inversión (lo cual representa un cambio de la tarifa) en caso que entre la fecha de fijación de tarifas y la entrada en operación comercial existan cambios sustanciales en el costo. En consecuencia, si sería factible el reajustar la tarifa por cambios en el costo de inversión, lo cual no se haría simplemente por la aplicación de un factor en específico, tal como lo señala KUNTUR, ya que el artículo 115° no lo precisa.

Asimismo, el artículo 122 permitiría reajustar o re-calcular la tarifa a la entrada en operación comercial (después de terminada la obra inicial) siempre que el cambio en la inversión inicial sea relevante o significativo para los efectos tarifarios. En ese sentido, como el capital inicial de KUNTUR representa más del 90% de la inversión total, este artículo asegura al inversionista el reconocimiento de la inversión real eficiente efectuada a la entrada en operación comercial del proyecto.

Respecto a los Mecanismos de Incentivo

no podrán ser reajustadas hasta el inicio del próximo Período de Regulación. Los factores a considerar para el reajuste de las Tarifas Básicas podrán ser:

- a) Índice de precios al por mayor,
- b) Promedio General de sueldos y salarios,
- c) Tipo de cambio,
- d) Derechos arancelarios,
- e) Precios Internacionales de Materiales y otros rubros según corresponda.

¹³ **Artículo 122°.- Reajuste de la Tarifa Básica por periodo transcurrido**

Si el periodo transcurrido entre el momento de la entrada en servicio del Sistema de Transporte y el momento en que se propone la Tarifa Básica es tal que se justifica el reajuste al costo real de las instalaciones en el establecimiento del Capital de Inversión inicial, entonces dicho costo podrá ser reajustado para tomar en cuenta la Inversión en Nuevas Instalaciones (o la Parte Recuperable según corresponda), la amortización y el Capital Redundante incurrido o identificado durante aquel periodo.

¹⁴ **Artículo 140°.- Incorporación de Mecanismos de Incentivos en una Tarifa Básica**

OSINERGMIN podrá incorporar en una Tarifa Básica Mecanismos de Incentivos. Para este fin establecerá y reglamentará los Mecanismos de Incentivos que considere apropiados en concordancia con los objetivos señalados en el Artículo 113°.

El artículo 140° faculta a OSINERGMIN a crear mecanismos de incentivos que permitan, según el artículo 141°, lo siguiente:

- a) Proporcionar al Concesionario un incentivo para incrementar el volumen de ventas de todos los Servicios, evitando proporcionar un incentivo artificial para favorecer la venta de un Servicio sobre otro;
- b) Proporcionar al Concesionario un incentivo para minimizar el costo total atribuible para proporcionar estos Servicios, consistente con el suministro seguro y fiable de tales Servicios;
- c) Proporcionar al Concesionario un incentivo para desarrollar nuevos Servicios en respuesta a la demanda del mercado;
- d) Proporcionar al Concesionario un incentivo para asumir únicamente Inversiones en Nuevas Instalaciones y Costos de Operación y Mantenimiento que sean prudenciales; y,
- e) Asegurar que los Usuarios y Solicitantes ganen por el incremento de eficiencia, innovación y volumen de ventas, aunque no necesariamente en el Período de Regulación en el cual ocurran tal incremento de eficiencia, innovación o volumen de ventas.

Al respecto, se observa que el incentivo se introduce en la tarifa para que el Concesionario gane eficiencia (menores costos y mayores ventas) y los clientes ganen en la reducción de tarifas, lo cual podría ser de aplicación en el siguiente periodo de regulación. Por lo tanto, no amerita incluir factores que quiten lo ganado dentro de un periodo regulatorio (como la mayor demanda vendida) ya que esto desincentiva al concesionario, lo cual consideramos que es contrario a lo dispuesto en el artículo 141° del Reglamento.

Generalmente, los incentivos a la reducción de costos se refieren a la Operación y Mantenimiento, ya que el regulador podría asumir un nivel de consumo de gas natural para compresión (similar a las pérdidas) y el concesionario gastar menos, con lo cual obtendría un ahorro.

Finalmente, KUNTUR en su propuesta de tarifas no presenta ningún tipo de mecanismo de incentivo, ni solicitó a OSINERGMIN que diseñe algunos mecanismos que lo incentiven a mejorar dentro del Periodo de Regulación establecido, y que además reduzcan los costos del siguiente periodo, en mejora de los usuarios.

Por lo expuesto, actualmente no se tiene ninguna propuesta formal de KUNTUR para diseñar mecanismos de incentivo en su tarifa y dichos mecanismos no pueden asumirse como factores de reajuste por cambio en las bases de proyección.

En conclusión, las observaciones referentes a este tema no son aceptadas.

4.9 Tema: Modelo Tarifario

KUNTUR argumenta que el costo financiero debe omitirse en el cálculo para efectos de determinar la utilidad y el impuesto a la renta respectivo, debido a que el modelo utilizado es un modelo de flujo económico y no financiero, por lo tanto, no debe considerar los efectos de la deuda, sin embargo, agrega que los intereses de deuda deben ser considerados como parte del CAPEX del proyecto.

Adicionalmente, señala que en el modelo utilizado no se aprecia que el pago que se efectúa por la deuda disminuya el monto del principal considerado en el préstamo.

Análisis de OSINERGMIN

KUNTUR en la primera pre-publicación efectuada por OSINERGMIN, respecto a la presente fijación de tarifas, presentó mediante la carta KUNTUR-GG-097-2009, una observación respecto a que no se debían incluir los intereses de la deuda en el modelo tarifario. Al respecto, OSINERGMIN aceptó la observación retirando los intereses en la evaluación del modelo debido a que los mismos se reconocen en la determinación del Costo Ponderado de Capital.

Por otro lado, en la evaluación tarifaria efectuada no se consideran los intereses como parte del análisis del Flujo de Caja Libre, ya que los efectos de la deuda son recogidos por el Costo Ponderado de Capital (WACC).

Por otro lado, es pertinente mencionar que la empresa KUNTUR en su propuesta presentada no consideró los intereses de la deuda en la evaluación de su modelo, ni los incorporó en los CAPEX del proyecto.

Además, para el pago de una deuda se puede efectuar de diferentes maneras, mediante el método Francés (Pagos constantes), el método Alemán (Amortizaciones constantes) y el método Americano (Pago de intereses y el pago del Principal en la última cuota), en ese sentido, la metodología utilizada en el modelo aplicado por OSINERGMIN es el del método Americano, dejando el pago del Principal de la deuda al final del periodo, tal como se puede observar en el modelo utilizado, es por ello que no se aprecia una amortización de la deuda si no que al final del periodo.

Sin embargo, con la metodología utilizada el pago de la deuda no forma parte del modelo de determinación de la tarifa, por las razones descritas en los párrafos anteriores, aunque sí se utilizó para evaluar la tarifa por otras metodologías para corroborar y comparar el valor determinado.

En conclusión, las observaciones referentes a este tema no son aceptadas.

4.10 Tema: Especificación de tuberías

La empresa KUNTUR argumenta que en la página 59 del Informe N° 022-2010-GART se señala que en su propuesta no especifica el Schedule de las tuberías, observándose que en muchos casos el espesor de la tubería presentada es inferior al correspondiente Schedule 40.

Adicionalmente, señala que en el Anexo 4 de su propuesta de Tarifas (página 10) se ha considerado para el diseño y la estructura de los costos de pipelines la tubería grado X70 de la norma API 5L, con una presión máxima de operación de 147 barg.

Análisis de OSINERGMIN

En la página 59 del Informe N° 022-2010-GART se señala que los espesores de algunas de las tuberías consideradas por KUNTUR resultan inferiores a los espesores correspondientes para las tuberías Schedule 40 considerados por OSINERGMIN en la valorización del proyecto, sin embargo, este hecho no influye de manera alguna en los resultados obtenidos por OSINERGMIN en su análisis, no existiendo observación alguna por parte de KUNTUR al respecto, si no que solo se limita a efectuar una precisión en su comentario.

Las diferencias en los espesores de algunas de las tuberías se muestran en el cuadro N° 1, de donde se concluye que OSINERGMIN emplea tuberías de mayor espesor por lo tanto más seguras y de mayor costo.

Cuadro N° 1

Diám (pulg)	Espesor (pulg)	
	KUNTUR	OSINERGMIN
Nominal		
14"	0,312	0,375
16"	0,344	0,375
18"	0,375	0,375
20"	0,406	0,500
22"	0,469	0,500
24"	0,500	0,625
26"	0,562	0,625
28"	0,625	0,625
30"	0,625	0,625

4.11 Tema: Costos de Materiales de Tubería

KUNTUR argumenta que en el Cuadro N° 49 – Costo Total de Tuberías, del informe N° 022-2010-GART, en donde se valoriza el total de la tuberías (US\$ 360,2 Millones), el Costo Unitario de Tubería (material) determinado por OSINERGMIN resulta en 1478 US\$/Ton en comparación a los 1410 US\$/Ton presentados por KUNTUR en su propuesta, asimismo, presentan un gráfico de los costos de tuberías en US\$/m correspondientes a OSINERGMIN y a KUNTUR, haciendo notar que los valores son muy parecidos.

Sin embargo, objeta el hecho de que OSINERGMIN haya valorizado el total de tuberías en US\$ 360,2 Millones mientras que KUNTUR valorizó las mismas en US\$ 462,8 Millones. Señalando que dicha diferencia se debe principalmente a que KUNTUR en su propuesta considera la aplicación de los denominados Factores de Valor (factores de complejidad), los mismos que según manifiesta reflejan el grado de dificultad de acceso y la complejidad logística en las zonas, selva, sierra y costa, por las cuales recorre el gasoducto de transporte, complejidad que según indican, no fue reconocida por OSINERGMIN.

En ese sentido, solicita que OSINERGMIN aplique dichos factores en el costeo de los materiales, en concordancia con la metodología aplicada por OSINERGMIN al determinar los costos unitarios de instalación de tubería, en la cual sí se consideran las dificultades de acceso y logística en las diferentes zonas de recorrido del gasoducto.

Análisis de OSINERGMIN

En el cuadro N° 57 del Informe N° 022-2010-GART, se presenta una comparación de costos entre la propuesta de KUNTUR y OSINERGMIN, en dicho cuadro se observa que mientras OSINERGMIN valoriza las tuberías en US\$ 360,2 Millones, KUNTUR lo hace en US\$ 462,2 Millones, lo cual se genera por el hecho que OSINERGMIN hace una valorización pura de materiales de tuberías, sin considerar ningún factor de complejidad, como sí lo hace KUNTUR.

Cuadro N° 57 (Informe N° 022-2010-GART)
Capital de Inversión Inicial (OSINERGMIN vs KUNTUR)

CAPITAL DE INVERSION INICIAL (MMUS\$)			
Descripción	OSINERGMIN	KUNTUR	%
Material para Instalación			
Tubería API 5L X70	360,2	462,8	
Otros (Trampas de raspadores, Válvulas, etc.)	10,8	15,0	
Sub Total	371,0	477,9	29%
Construcción			
Instalación de tubería de acero	862,1	507,1	
Compensación por diferencia de Longitud	30,8		
Otros costos de construcción		303,9	
Sub Total	892,9	810,9	-9%
Sub Total Construcción de Ductos	1.263,9	1.288,8	2%
Estación de Compresión Inicial			
Material para Instalación	32,5	32,3	
Construcción	48,8	45,7	
Sub Total Estación de Compresión	81,3	78,0	-4%
Costos Indirectos			
Activos fijos no productivos (AFNP)	37,9	68,3	
Otros (Costos de desarrollo, Line Pack y otros)	28,0	143,0	
Sub Total Costos Indirectos	65,9	211,4	221%
Total Capital de Inversión Inicial	1.411,0	1.578,2	12%

Asimismo, OSINERGMIN reconoce que todo lo relacionado con la complejidad del desarrollo del proyecto, como el acceso a la selva y a la sierra y la logística inherente al mismo, han sido reconocidos en los costos de instalación, lo cual se refleja en los US\$ 862,1 Millones considerados por OSINERGMIN

comparados con los US\$ 507,1 Millones propuestos por KUNTUR, tomando como base la información inversiones efectuada por la empresa TGP durante la construcción del gasoducto de Camisea.

En ese sentido, es pertinente mencionar que en la suma de los costos de materiales de tuberías más los costos de la instalación de los mismos, las cifras obtenidas por KUNTUR y OSINERGMIN son muy similares, US\$ 1263,9 Millones y US\$ 1288,8 Millones, respectivamente, es decir una diferencia de 2%.

4.12 Tema: Costos de Instalación de Tubería

La empresa KUNTUR argumenta que OSINERGMIN debe presentar un mayor sustento para estimar en US\$ 5 Millones los costos de las estaciones de bombeo, de acuerdo a lo establecido en la página 61 del informe N° 022-2010-GART.

Análisis de OSINERGMIN

En la actualidad el gasoducto de Camisea es el referente más representativo para efectuar un análisis de los costos de inversión del Gasoducto Andino del Sur, en ese sentido, el costo de US\$ 5 Millones considerado corresponde al promedio de las estaciones utilizadas por TGP. Dicho valor se corroboró con la información establecida en el estudio de factibilidad del proyecto Camisea preparado por Shell en mayo de 1995.

Shell en su Caso 1 (Anexo 1) de evaluación considera la factibilidad de transportar los líquidos de gas natural de Camisea a Lima, y en el análisis de costos considera un monto de US\$ 30 Millones para estaciones de bombeo de 70 MBD, con costos base del año 1995.

En ese sentido, actualizando dicho costo al año 2008, mediante la aplicación del índice PPI (Producer Price Index) correspondiente a maquinarias y equipos serie WPS1191, con un promedio del año 1995 de 114,14 y un promedio del año 2008 de 199,73, se obtiene que la estación de bombeo de 70 MBD costaría en el año 2008, US\$ 52,5 Millones, por lo tanto, se tomo un valor aproximado de US\$ 20 Millones para las cuatro estaciones de bombeo de TGP, lo cual implica un costo de US\$ 5 Millones por estación.

En consecuencia, el valor estimado por OSINERGMIN tiene un valor razonable y sustentado.

4.13 Tema: Costos de Materiales de otros componentes

KUNTUR argumenta que se debe brindar mayor sustento del 3% asignado por “Otros Componentes” del costo de materiales de tuberías, solicitando que se le reconozcan los costos presentados en su propuesta referentes a: Trampas de raspadores, válvulas, sistema de protección catódica, entre otros.

Análisis de OSINERGMIN

En el cuadro N° 57 presentado en el análisis del comentario 4.11, se observa que KUNTUR presenta como costos de “Otros componentes” a trampas de raspadores, válvulas etc., ascendiendo estos equipos a la suma de US\$ 15 Millones lo que representa el 3,2% del costo de materiales en tuberías.

Al respecto KUNTUR manifiesta que dichos costos los obtiene en base a benchmarking efectuados, sin embargo, no sustenta cuáles han sido las fuentes de dichos estudios.

En ese sentido, consideramos que OSINERGMIN no incurre en error al considerar un 3% del costo de materiales por concepto de materiales de Otros Componentes, debido al sustento presentado y a la mínima diferencia respecto a lo presentado por KUNTUR.

4.14 Tema: Activos fijos No Productivos y Costos de Desarrollo

La empresa KUNTUR solicita se consideren los costos de desarrollo que propuso y no solo el 2% de los costos de construcción asignados por OSINERGMIN por este rubro.

Asimismo, añade que en los Activos Fijos No Productivos, no se han considerado una póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual, que cubra daños a terceros derivados de la ejecución de las obras y de la prestación del servicio de transporte, así como una póliza que cubra el valor del sistema de transporte, tal como se establece en el artículo 40° del Reglamento.

Análisis OSINERGMIN

Los Activos Fijos No Productivos (AFNP) están conformados por los terrenos y las edificaciones, las unidades de transporte, y los diversos equipos de oficina necesarios para una eficiente prestación del servicio.

En el cuadro N° 2 se muestra información de la empresa TGP en donde se aprecia los costos de terrenos, edificaciones, unidades de transporte, muebles, enseres y equipos diversos, los cuales representan los costos de AFNP, ascienden en promedio al 2,1% de los costos de construcción de los sistemas de transporte de líquidos y gas natural.

Sin embargo, para el caso de KUNTUR se consideró también a las oficinas descentralizadas en las diferentes ciudades beneficiarias del proyecto, con lo cual se estimaron los costos de los AFNP en 3% de los costos de construcción, los cuales ascienden a US\$ 37,9 Millones.

Cuadro N° 2

Descripción	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008
OTROS COSTOS (AFNP)					
Terrenos	2.694	2.777	2.605	2.720	2.742
Edificios	8.294	7.253	7.591	8.173	8.953
Unidades de Transporte	1.045	438	462	490	578
Muebles, enseres y equipos diversos	6.233	4.718	5.020	6.733	9.108
Sub Total Otros Costos	18.267	15.187	15.678	18.116	21.381
%	2,3%	1,9%	1,9%	2,1%	2,4%
Sistema de TGN y LGN	804.257	803.107	820.917	865.914	893.510

Fuente: Estados Financieros de TGP

Elaboración: Propia

Al respecto KUNTUR en su propuesta de tarifas presentó un costo de AFNP que ascendía a US\$ 68,3 Millones, el cual incluía una póliza de seguros de responsabilidad civil extracontractual.

En ese sentido, OSINERGMIN considera que los costos por seguros necesarios en la etapa constructiva, forman parte de los costos de instalación, y que en todo caso la cifra propuesta por KUNTUR es muy superior a la determinada por OSINERGMIN en base al bechmarking efectuado a la empresa TGP. Asimismo, KUNTUR una vez más hace referencia a que las cifras propuestas para este caso se basan en bechmarking efectuados, sin embargo, no cita cuáles fueron sus fuentes.

Por otro lado, KUNTUR también observa los Costos de desarrollo, basando su argumento en que su propuesta fue efectuada en base a un bechmarking, sin embargo no cita las fuentes del mismo, proponiendo un Costo de desarrollo de US\$ 61,5 Millones, lo cual OSINERGMIN considera elevado.

Es así que por ejemplo que para el caso de los costos por ingeniería y trazado definitivo, KUNTUR presenta un valor que alcanza los US\$ 31,6 Millones, sin embargo, en un estudio presentado por Shell en el año 1995, se estimó que para el caso del gasoducto de Camisea a Santa Cruz en Bolivia (Anexo N° 2), con ducto de 26", se valorizaba la ingeniería y el diseño en US\$ 7 Millones, valor que actualizado al año 2008 ascendería a US\$ 9,8 Millones.

En ese sentido, tal como se explica en el Informe N° 022-2010-GART, OSINERGMIN consideró como fuente de información, para la estimación de estos costos a la empresa TGP, sin embargo, dada la diferencia en las modalidades de concesión se consideró que KUNTUR podría incurrir en algunos costos de desarrollo adicionales, es así que se asignó al proyecto un costo extra de desarrollo de 2% sobre los costos de construcción, con lo cual se aseguraría cualquier costo adicional en que incurriera la empresa.

Consideraciones Adicionales al Capital de Inversión

Adicionalmente, como complemento del análisis de los comentarios de la empresa KUNTUR, debemos señalar que conforme se indica en el artículo 118° del Reglamento, en aplicación de la metodología para determinar el Ingreso Total, OSINERGMIN, puede utilizar índices de desempeño financieros y operacionales con

la finalidad de efectuar comparaciones con estándares internacionales, hecho que fue realizado por nuestro consultor Quantum, quien aplicando una metodología que se basó en un análisis de eficiencia comparada, que incluye un estudio de Benchmarking de eficiencia media y el cálculo de ratios típicos de la industria, valorizó el Gasoducto Andino del Sur, conforme se muestra en el Cuadro N° 17 del Informe N° 022-2010-GART, obteniendo un costo del proyecto superior en 1,9% al costo obtenido por OSINERGMIN, validando de esa forma la metodología empleada.

Modelo Shell (Benchmarking)

Asimismo, con la finalidad de corroborar los costos obtenidos por OSINERGMIN en la evaluación del proyecto del Gasoducto Andino del Sur, se ha efectuado una evaluación utilizando los costos que la empresa Shell empleó en la evaluación de un gasoducto de 26" y 1530 Km de Camisea a Santa Cruz en Bolivia, tipificado como el Caso 4 en su estudio de factibilidad para el proyecto de Camisea.

En ese sentido, como dicho estudio corresponde al año 1995, se actualizaron los costos al año 2008, empleando los índices PPI (Producer Price Index) de los Estados Unidos; utilizándose, para el caso de los materiales, el correspondiente al "Machinery and equipment" (series Id: WPS11919), mientras que para el caso de la construcción se empleó el índice de "Construction machinery manufacturing" (series Id: PCU333120333120).

En el cuadro N° 3 se muestran los índices utilizados:

Cuadro N° 3

PPI	1995	2008	factor
Series Id: WPS1191 (*)	114,142	199,725	1,75
Series Id: PCU333120333120 (**)	157,200	213,400	1,36

(*) Para actualizar costos de materiales

(**) Para actualizar costos de construcción

Asimismo, en el cuadro N° 4 se muestra la información del proyecto del gasoducto Camisea – Santa Cruz.

Cuadro N° 4

Longitud	1530	Km
Diámetro	26	pulg
Año Costo Base	1995	
Materiales	650.757	4%
Construcción	670.477	
Costos Indirectos	50.216	
Sub Total	1.371.450	
Miscelaneos	137.145	10%
Total	1.508.595	

En el cuadro N° 5 se muestran los costos actualizados de los diferentes rubros evaluados.

Cuadro N° 5

Descripción	Costos 2008	Ratio (US\$/ (Pulg-m)
Materiales	1.138.694	28,62
Construcción	910.177	22,88
Costos Indirectos	77.871	4%
Sub Total	2.126.742	
Miscelaneos	212.674	10%
Total	2.339.416	

Con los ratios de costos obtenidos para el caso del gasoducto de Camisea a Santa Cruz se valorizó el Gasoducto Andino del Sur, obteniéndose un monto de US\$ 1506 Millones, lo cual es menor en 3,9% al valor obtenido por OSINERGMIN en su informe N° 022-2010-GART y con los cuales se fijaron las tarifas básicas.

Finalmente, con tres fuentes diferentes de información (Modelo TGP, Modelo Quantum y Modelo Shell) se comprueba que la estimación de OSINERGMIN puede considerarse aceptable, aun sabiendo que la empresa Shell maneja costos más elevados.

En el Cuadro N° 6 se muestran los parámetros correspondientes a la información de Shell utilizada en los cálculos de comprobación del modelo usado por OSINERGMIN.

Cuadro N° 6

Longitud	1076	Km
Diámetro promedio	23,8	pulg
Año Costo Base	2008	
Materiales	733.047	
Construcción	585.936	
Costos Indirectos	50.130	4%
Sub Total	1.369.113	
Miscelaneos	136.911	10%
Total	1.506.024	

Reajuste del Capital de Inversión

Adicionalmente, es pertinente precisar que el artículo 122° del Reglamento establece que si el tiempo transcurrido entre el momento de la entrada en servicio del sistema de transporte y el momento en que se propone la Tarifa Básica, es tal que justifique el reajuste al costo real de las instalaciones en el establecimiento del Capital de Inversión inicial, entonces dicho costo podrá ser reajustado.

Por lo tanto, en esta etapa del proyecto, en donde tanto para KUNTUR como para OSINERGMIN existen muchos supuestos en la estimación de los costos y no se tiene un compromiso de inversión a firme por parte del concesionario, no es razonable el

tratar de alcanzar costos con una alta precisión, si los mismos pueden ser reajustados a sus valores reales y eficientes una vez que se construya el gasoducto.

Consideraciones Finales a los Comentarios de KUNTUR

Es importante mencionar que la concesión del Gasoducto Andino del Sur fue solicitada de parte por KUNTUR, teniendo la posibilidad de negociar las condiciones de su contrato con el concedente y conociendo la situación del país respecto al sector gas natural (reservas, demanda, etc.) y la normatividad aplicable al mismo, en ese sentido, KUNTUR catalogó de viable un proyecto que sabía se debía evaluar con una Tasa de Actualización única para todo el sector de transporte de gas natural, la cual estaba fijada en 12%, y no bajo la evaluación de una tasa específica para su proyecto.

Es así que bajo esas condiciones consideró viable el proyecto y firmó un contrato de concesión y entregó a favor del Estado Peruano, una carta fianza de US\$ 70 Millones.

Asimismo, es importante mencionar que los criterios establecidos en el Reglamento son de aplicación general para todos los concesionarios que se encuentren bajo su régimen, no debiéndose efectuar interpretaciones o aplicación de criterios adecuándolos a un proyecto en particular, ya que con eso se fomentaría la discriminación entre empresas que se encuentran en el mismo giro de negocio y que dependen solamente de la gestión que realicen para mitigar riesgos o situaciones que les sean específicas.

Adicionalmente, KUNTUR argumenta en varias oportunidades en su documento de observaciones, que la fijación de un Periodo de Regulación menor al periodo de concesión y la imposibilidad de mantener una Tasa de Actualización constante a lo largo de dicho periodo, hace que su proyecto no consiga el financiamiento necesario.

Al respecto, es pertinente precisar que la regulación del sector transporte de gas natural en otros países, como por ejemplo en Colombia, establece Periodos de Regulación (5 años) menores al Periodo de Concesión, y esto no influye en la Tasa de Actualización y en el financiamiento de los proyectos. Por lo tanto, lo afirmado por KUNTUR no está sustentado en la experiencia de otros modelos regulatorios.

5. Conclusiones

- Las tarifas propuestas finalmente no varían respecto a las publicadas en el proyecto de resolución, cuya determinación se detalló en el informe técnico N° 022-2010-GART.
- No se ha acogido ninguno de los comentarios recibidos.

- La Tarifa de KUNTUR es 20% más alta que la propuesta por OSINERGMIN aún cuando KUNTUR utiliza un Periodo de Regulación de 25 años y OSINERGMIN sólo utiliza 8 años. La diferencia se explica por la Tasa de Actualización (KUNTUR propone 15.8% mientras que OSINERGMIN utiliza el 12% del reglamento).
- La Tasa de Actualización utilizada es la que se fija en el Reglamento (12%), debido a que no se ha justificado el cambio de su valor, existiendo una diferencia respecto al valor propuesto por KUNTUR (15.8%), principalmente por la estructura deuda – capital utilizada para determinar dicha tasa (KUNTUR considera la relación Deuda/Capital igual a 40%/60% mientras que OSINERGMIN utiliza 60%/40% la cual es representativa de la industria).
- El Capital de Inversión total (CAPEX) reconocido por OSINERGMIN asciende a US\$ 1567 Millones, lo cual representa 9% menos de lo propuesto por KUNTUR. Los CAPEX tanto para OSINERGMIN y KUNTUR son estimados. KUNTUR estima su CAPEX en función de parámetros adoptados sin una comprobación o Benchmarking. OSINERGMIN estima su valor en función de costos auditados a TGP y los actualiza mediante índices de inflación y los ajusta a las dimensiones del proyecto de Kuntur. Además, OSINERGMIN realiza dos (2) Benchmarking (estudio Quantum y actualización del Presupuesto de Shell para el gasoducto Camisea – Santa Cruz adaptada al proyecto KUNTUR).
- El costo de Operación y Mantenimiento (OPEX) reconocidos por OSINERGMIN ascienden a 3,88% de los CAPEX, es decir, 0,22% menor al propuesto por KUNTUR. OSINERGMIN determina su cifra según benchmarking efectuado a la empresa TGP y a estudios realizados por la empresa consultora Quantum.
- KUNTUR afirma que con la Tasa de Actualización y el Periodo de Regulación fijados su proyecto es inviable, sin embargo, la ausencia de reservas de gas natural es un factor que repercute directamente en la viabilidad de su proyecto, factor que era de público conocimiento antes de que firmase su contrato de concesión y un riesgo que no puede ser incorporado como un riesgo en la evaluación de la tasa y que su inclusión tampoco haría viable su proyecto si no existen reservas de gas natural suficientes.

6. Recomendación

- Aprobar las tarifas propuestas con la Tasa de Actualización del Reglamento (12%) y un Periodo de Regulación de 8 años.
- Señalar en los considerandos que la Tarifa Básica está sujeta a recálculo por cambios en el Capital de Inversión según lo dispuesto en el artículo 122º del Reglamento.

ANEXO N° 1



Report EP 95-1270

May 1995

PERU - CAMISEA FEASIBILITY STUDY

VOLUME I: Main Report

This document is confidential. Neither the whole nor any part of this document may be disclosed to any third party without the prior written consent of Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V., The Hague, the Netherlands.
The copyright of this document is vested in Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V., The Hague, the Netherlands. All rights reserved. Neither the whole nor any part of this document may be reproduced, stored in any retrieval system or transmitted in any form or by any means (electronic, mechanical, reprographic, recording or otherwise) without the prior written consent of the copyright owner.

SHELL INTERNATIONALE PETROLEUM MAATSCHAPPIJ B.V., THE HAGUE
EXPLORATION AND PRODUCTION

EP 95-1270

Confidential

Table 5.4.1 Selected cases for field development

Case	Description	Plant inflow	Production		Remarks
		Bcfd	Liquid MBD	Gas MMscfd	
1	Liquids to Lima	1.0->1.5	70	-	Stand alone liquid development
2	Liquids to Lima	1.0->1.5	70	-	National gas market
	Gas to Lima			140->250	
3	Gas to Camisea power station			100	Local market
	Liquids to Quilabamba	0.1	3		
4	Liquids to Lima	1.0->2.0	70		National/export gas market
	Gas to Lima			140->250	
	Gas to Santa Cruz			400->900	
5	Liquids to Lima	0.2->1.2	30->60		Accelerated export gas market
	Gas to Lima			140->250	
	Gas to Santa Cruz			400->900	

EP 95-1270

Confidential

Table 9.2.1 Estimate summary
Estimate cost of development options (US \$ Millions, RT'95)

Description	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
Appraisal Drilling -phase I	42.4	42.4	43.6	42.4	42.4
-phase II	23.0	23.0	0.0	23.0	23.0
Production Drilling	376.9	387.6	35.3	473.2	144.4
San Martín Wellsite	72.3	72.3	3.8	73.9	67.2
Cashiriari Wellsite	24.1	24.1	Nil	28.3	17.1
Camisea Gas Plant	793.0	793.0	81.9	1076.1	721.3
Infrastructure	121.4	121.4	21.7	121.4	121.4
Camisea Operations Base	59.9	59.9	8.7	59.9	59.9
Operating Spares	23.0	23.0	5.8	23.0	23.0
Export Pipelines	369.6	760.5	83.5	760.5	754.6
Santa Cruz Pipeline	Nil	Nil	Nil	1508.6	1508.6
Telecommunications	28.3	28.3	Nil	28.3	28.3
LPG Storage Ofg	311.8	311.8	14.8	311.8	290.2
Grand Totals	2245.9	2647.5	299.0	4530.5	3801.4

CAMISEA DEVELOPMENT		Country: PERU	
CASE ONE		Cost Base:- 1995	
Budget Ref. No.:	6111	Project start date:	1996
FACILITY NAME, LOCATION:		Commissioning Date: 2002	
Liquid Export Pipelines from Camisea to Lima			
ENGINEERING DATA:-			
The pipelines are 595Km in length from Camisea to Lima. Of this distance the liquid line will be 595 Km of 10" Dia & 100Km OF 8" Dia.			
Description	Units	Quantities	Rates \$
Total			US \$'000
Materials			
Pipe Material-10" Dia * 495 Km * 0.271 wt.	Te	22,278	750
Pipe Material-8" Dia * 100 Km * 0.251 wt.	Te	3,330	750
Polyethylene Coating-10" Dia.	Km	495	18,000
Polyethylene Coating-8" Dia.	Km	100	16,000
Launcher & Receiving Facilities - 8" Dia	No	2	25,000
Launcher & Receiving Facilities - 10" Dia	No	10	30,000
Block Valve Assemblies - 10"	No	20	25,000
Cathodic Protection	Km	595	2,000
Concrete	Km	15	33,000
Ocean Transport	Sum		
River Transport	Sum		
Inland Transport	Sum		
Miscellaneous Pipeline Materials	%		
Sub-Total (Materials)			40,925
Construction			
Survey and Soil Investigation			2,064
Mobilisation and Demobilisation			18,000
Fencing and Site Preparation			5,400
Treeclearance			6,000
Rockblasting			8,900
Camps			8,100
Pipeline Installation			161,000
River Crossings			5,000
Road Crossings			1,500
Motorway Crossings			700
Liquid Pumping and Compressor Stations			30,000
Field Construction Supervision			6,000
Sub-Total (Construction)			252,664
SUB-TOTAL			
Engineering and Design			5,500
Project Management			15,000
Import Duties			Excluded
Insurance and Certification			7,340
SUB-TOTAL			321,429
Miscellaneous Cost Items			48,214
Escalation			Excluded
GRAND TOTAL			369,643
By:- C W Duerden		Date:- March 95	sh. 1 of 1
			ECB 01

ANEXO N° 2

CAMISEA DEVELOPMENT			Country: PERU	
CASE FOUR			Cost Base:- 1995	
Budget Ref. No.: 6112		Project start date: 1996		Commissioning Date: 2011
FACILITY NAME, LOCATION: Gas Export Pipeline from Camisea to Santa Cruz Bolivia				
ENGINEERING DATA:-				
The Pipeline is 26" Dia * 1,530Km in length from Camisea to Santa Cruz in Bolivia.				
Description	Units	Quantities	Rates \$	Total US \$'000
Materials				
Pipe Material-24" Dia * 1,530 Km * 0.558 wt.	Te	384,971	750	288,728
Corrosion Coating	Km	1,530	36,307	55,550
Cathodic Protection	Km	1,530	5,200	7,956
Concrete Coating	Km	20	40,000	800
Scada	Sum			12,750
Block Valve Stations	No	51	57,000	3,417
Launchers & Receivers Stations	Sum			11,854
Ocean Transport	Sum			45,508
Inland Transport	Sum			81,915
Sub-Total (Materials)				508,478
Construction				
Survey and Soil Investigation				4,360
Mobilisation and Demobilisation				25,000
Fencing and Site Preparation				13,770
Treeclearance				9,000
Rockblasting				12,500
Access Roads				27,500
Camps				29,000
Pipeline Installation				305,000
River Crossings				9,937
Road Crossings				8,804
Motorway Crossings				783
Compressor Stations				355,698
Field Construction Supervision				11,404
Sub-Total (Construction)				812,756
SUB-TOTAL				1,321,234
Engineering and Design				6,975
Project Management				26,733
Import Duties				Excluded
Insurance and Certification				16,508
SUB-TOTAL				1,371,450
Miscellaneous Cost Items				137,145
Escalation				Excluded
GRAND TOTAL				1,508,595
By:- C W Duerden		Date:- March 95		sh. 1 of 1
				ECB 01