



Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural

Informe N° 0253-2016-GRT

Análisis de los Argumentos de los Recursos de Reconsideración interpuestos por Gases del Norte del Perú S.A.C. contra la Resolución de Consejo Directivo N° 023-2016-OS/CD

Fecha de elaboración: 14 de abril del 2016

Elaborado: Jorge Sanchez Paisig Rodrigo Carrillo Castillo Michael Moleros Cuestas Raúl Montoya Benites	Revisado y aprobado por [mrevolo]
--	--------------------------------------

**Análisis de los Argumentos de los
Recursos de Reconsideración
interpuestos por Gases del Norte del Perú
S.A.C. contra la Resolución de Consejo
Directivo N° 023-2016-OS/CD**

Fecha de elaboración: 14 de abril del

Índice

RESUMEN EJECUTIVO	4
1 OBJETIVOS.....	5
2 ANTECEDENTES	5
2.1 MARCO LEGAL	5
2.2 PROCESO REGULATORIO.....	5
3 PETITORIOS DE LOS RECURSOS DE RECONSIDERACIÓN	6
4 ARGUMENTOS Y ANÁLISIS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN DE GASNORP	7
4.1 SOBRE LA DEMANDA	7
4.1.1 <i>Considerar reajuste de tarifas por reducción de la Demanda de la Refinería Talara (Petitorio 1)</i>	7
4.1.2 <i>Replantear un retraso en el ingreso de la Refinería Talara (Petitorio 2)</i>	9
4.1.3 <i>Reducir demanda considerada de GNV (Petitorio 3)</i>	11
4.2 SOBRE EL CAPEX.....	13
4.2.1 <i>Corregir Infraestructura para atender la demanda de la Refinería, ya que la considerada es insuficiente (Petitorio 4)</i>	13
4.2.2 <i>Corregir Costo de la Servidumbre (Petitorio 5)</i>	16
4.3 SOBRE EL OPEX	18
4.3.1 <i>Reconocer costos preoperativos (Petitorio 6)</i>	18

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe analiza los Recursos de Reconsideración interpuestos por Gases del Norte del Perú S.A.C. en contra de la Resolución de Consejo Directivo N° 023-2016-OS/CD.

Se ha analizado la documentación presentada por los interesados y se ha evaluado la procedencia de realizar los cambios correspondientes, según las conclusiones de cada caso. A continuación se presenta la relación de petitorios de las empresas antes mencionadas:

- Considerar un mecanismo de reajuste por variaciones en la demanda considerando, en el caso de la PMRT un posible retraso en la entrada en operación.
- Replantear un retraso en el ingreso de la Refinería Talara.
- Reducir la demanda considerada para el sector GNV.
- Corregir la Infraestructura necesaria para atender la demanda de la Refinería Talara, ya que la considerada es insuficiente.
- Corregir el Costo del City Gate que abastece la demanda asignada a la concesión.
- Corregir el Costo de la Servidumbre considerado en el cálculo tarifario.
- Reconocer los costos pre-operativos.

Luego de analizar los argumentos y la información proporcionada por las empresas antes señaladas, se concluye que existen requerimientos que deben ser acogidos de acuerdo a lo indicado en los siguientes párrafos.

Respecto a la empresa Gasnorp, se concluye que corresponde declarar fundado en parte, 02 extremo de su petitorio e infundados los 04 extremos restantes del total de 06 pedidos formulados por la empresa. El extremo fundado en parte es el siguiente:

- En relación a la solicitud de corregir la Infraestructura necesaria para atender la demanda de la Refinería Talara, se ha realizado el rediseño de la red de acero que suministraría la mencionada refinería, considerando que esta red corresponderá a un subsistema independiente que estará compuesto además por una estación de regulación dedicada que permita el manejo de los 35 MMPCD requeridos por dicho cliente.
- En relación a considerar un mecanismo de reajuste por variaciones en la demanda, se concluye que ya se ha previsto considerar un año de retraso para la PMRT por lo que no corresponde ampliar dicho plazo; sin embargo, teniendo en cuenta la posibilidad que la concesionaria amplíe la cobertura del servicio en localidades distintas a las consideradas en el Plan de Desarrollo Inicial, corresponde declarar fundado en parte el petitorio solicitado por Gasnorp, en el extremo referido a precisar el mecanismo de reajuste contemplado en la resolución tarifaria a fin de que sea aplicable cuando ocurra este último supuesto de ampliación de zonas.

1 OBJETIVOS

Efectuar el análisis técnico normativo de los Recursos de Reconsideración interpuestos por Gases del Norte del Perú S.A.C. (en adelante Gasnorp) contra la Resolución de Consejo Directivo N° 023-2016-OS/CD, que aprobó las Tarifas Iniciales de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos para trámite de otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región Piura a solicitud de la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C.

Presentar los resultados del recálculo de las Tarifas Iniciales de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobadas con Resolución de Consejo Directivo N° 023-2016-OS/CD, ello como resultado de los petitorios de los Recursos de Reconsideración considerados fundados.

2 ANTECEDENTES

2.1 Marco Legal

- Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante el “Reglamento de Distribución”).
- Mediante Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD, publicada el 30 de noviembre del 2008, Osinergmin aprobó el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural” (en adelante “Norma Estudios Tarifarios”), cuyo Artículo 5° establece que el Concesionario debe presentar a Osinergmin, dentro de su Propuesta de Tarifas Iniciales, el Plan de Desarrollo Inicial y el Estudio Tarifario que considere dicho plan.
- Mediante Resolución Osinergmin N° 199-2012-OS/CD, disponen la modificación de diversos Artículos del “Procedimiento para la elaboración de los Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados de distribución de gas natural”, aprobado mediante Resolución Osinergmin N° 659-2008-OS/CD (en adelante “Norma Estudios Tarifarios”).
- Mediante Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la Norma para la fijación de precios regulados, en cuyo Anexo C.4 se encuentra el “Procedimiento para Evaluación de Propuesta Tarifaria para Trámite de Otorgamiento de Concesión de Distribución de Gas Natural a Solicitud de Parte” (en adelante “Procedimiento”), con la finalidad de establecer las etapas y plazos aplicables al procedimiento regulatorio que evalúa las tarifas iniciales que se establecerían si la concesión solicitada se otorga.

2.2 Proceso Regulatorio

- Mediante Resolución Osinergmin N° 023-2016-OS/CD (en adelante “Resolución 023”), publicada el 10 de febrero del 2016, se aprobaron las Tarifas Iniciales de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos para trámite de otorgamiento de

Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región Piura a solicitud de la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C.

- En cumplimiento del literal h) del Procedimiento, hasta el 03 de marzo de 2016 se recibieron los Recursos de Reconsideración interpuestos contra la Resolución 023 por las siguientes empresas: (i) Empresa Eléctrica de Piura S.A. (EEPSA); (ii) Hugo Eche Temoche; (iii) Comunidad Campesina San Juan Bautista de Catacaos; (iv) Olympic Perú Inc. (Olympic); y, (v) Gases del Norte del Perú S.A.C.
- De la revisión de los requisitos de admisibilidad de todos los recursos de reconsideración, se verificó que los recursos presentados por (i) Hugo Eche Temoche; (ii) Comunidad Campesina San Juan Bautista de Catacaos; (iii) Gasnorp; y, (iv) Olympic, presentaban inconvenientes en su admisibilidad. Luego de otorgarse un plazo para absolver las observaciones a los recursos para ser admitidas, solo los agentes Gasnorp y Olympic presentaron sus respectivas absoluciones de observaciones dentro de los plazos previstos. En consecuencia los otros dos recursos de reconsideración no son materia de análisis en el presente informe.
- El 15 de marzo del 2016, en cumplimiento del literal k) del Procedimiento, se llevó a cabo la audiencia pública en la ciudad de Piura, en donde los agentes expusieron sus petitorios de sus respectivos recursos de reconsideración presentados en contra de la Resolución 023 y que fueron admitidos para ser evaluados.
- En cumplimiento del literal k) del Procedimiento, hasta el 22 de marzo de 2016 se recibieron comentarios y/o sugerencias sobre los Recursos de Reconsideración interpuestos contra la Resolución 023. El único agente que presentó sus comentarios fue Gasnorp, los cuales están dirigidos al recurso de reconsideración presentado por EEPSA.

3 PETITORIOS DE LOS RECURSOS DE RECONSIDERACIÓN

Los petitorios de los recursos de reconsideración interpuestos contra la Resolución 023 se listan a continuación:

1. Gasnorp solicita que la Resolución 023 debe considerar un mecanismo de reajuste tarifario cuando la demanda disminuya, sobre todo con los principales clientes, como es el caso de la Refinería Talara. Señala que actualmente la resolución tarifaria contempla un reajuste tarifario solo cuando se incrementa en 7.5% la demanda.
2. Gasnorp solicita que la Resolución 023 debe considerar replantear un retraso en el ingreso de la Refinería Talara, ello debido a una posible demora en la culminación del Proyecto de Modernización de la citada refinería.
3. Gasnorp solicita que la Resolución 023 debe considerar reducir la demanda de GNV manteniendo los niveles de demanda estimadas en la propuesta tarifaria de Gasnorp, la misma que ha sido sustentada sobre la experiencia que han tenido en otros países. Asimismo, Gasnorp contempla atender 5 estaciones de GNV en los primeros 8 años de operación, mientras que la Propuesta de Osinergmin señala que son 10 estaciones, al respecto, Gasnorp señala que dicho número de estaciones no es factible alcanzar por diversos factores, como son la falta de desarrollo de talleres de conversión, costos asociados a la implementación del GNV, entre otros.

4. Gasnorp solicita que la Resolución 023 debe corregir la infraestructura sub dimensionada considerada para la atención de la demanda de la Refinería Talara. Sobre el particular, Gasnorp considera que el ducto para atender a la citada refinería debe ser de 10 pulgadas de diámetro y considerar un compresor adicional.
5. Gasnorp solicita que la Resolución 023 debe corregir el Costo del City Gate, debido que las características técnicas reconocidas para dicha instalación no se ajustaría a lo requerido para abastecer a la Refinería Talara.
6. Gasnorp solicita que la Resolución 023 debe corregir el costo de las servidumbres, debido a que el monto reconocido por Osinergmin sería 42% menor a lo propuesto. Asimismo, Gasnorp solicita la nulidad de este costo debido a que no habría certeza de la metodología aplicada por Osinergmin y además esta no habría sido debidamente motivada. Además, consideran que no es comparable los costos de servidumbres empleados en el sector eléctrico.
7. Gasnorp solicita que la Resolución 023 debe reconocer los costos preoperativos. Al respecto, Gasnorp señala que Osinergmin no habría reconocido, en la base tarifaria, el valor de las inversiones correspondientes a la Puesta en Operación Temprana, así como de los costos y gastos en los que el concesionario debe incurrir previo a la POC (costos pre operativos).

4 ARGUMENTOS Y ANÁLISIS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN DE GASNORP

4.1 Sobre la Demanda

4.1.1 Considerar reajuste de tarifas por reducción de la Demanda de la Refinería Talara (Petitorio 1)

Argumentos

Gasnorp señala que en la proyección de demanda del Informe Técnico N° 0118-2016-GART, se ha considerado para el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT) un consumo estimado de 20,0 MMPCD en operación normal y en los casos de emergencia operativa dicho consumo podría alcanzar los 35,0 MMPCD, ello según lo señalado en la Carta N° RTAL 013-2016 del 28 de enero de 2016 remitida por Petroperú. Además, se señala que la Puesta en Operación Comercial (POC) del PMRT sería en julio del 2018.

Al respecto, Gasnorp indica que se debe tomar en cuenta que el PMRT es un proyecto de grandes magnitudes (inversión de US\$ 3 500 millones), lo que se deduce que es un proyecto muy complejo que definitivamente influye en el tiempo de ejecución y la POC del mismo. En ese sentido, señala que se puede generar retrasos o imprevistos en el cronograma, por lo que no existe certeza o seguridad en la fecha de POC. Asimismo, Gasnorp señala que en presentaciones de PETROPERÚ y noticias de medios del 14 de enero de 2016, se habría señalado que la fecha estimada de la POC sería en el mes de junio de 2019.

Por otro lado, Gasnorp indica que la resolución tarifaria contempla un reajuste tarifario cuando la demanda se incremente en un valor igual o superior al 7,5% de la demanda del octavo año y

no cuando esta se reduzca en valores significativos. Sobre este punto, Gasnorp solicita que exista un mecanismo a través del cual se pueda realizar un recalcu lo en caso existan variaciones de demanda tanto por encima como por debajo de lo estimado. Gasnorp argumenta que podría existir una demora en el inicio de la POC del PMRT, por lo que la atención a su solicitud otorgaría a esta seguridad jurídica, considerando que el impacto de la demanda del PMRT resultaría significativo.

Citando el Artículo 121° del Reglamento de Distribución que prevé la posibilidad de efectuar reajustes tarifarios ante variaciones significativas respecto de las bases utilizadas para la aprobación de la tarifa, Gasnorp solicita que la resolución tarifaria prevea un mecanismo de reajuste ante la variación de la demanda, ya sea por encima o por debajo de lo estimado, principalmente debido a posibles demoras o modificaciones del PMRT.

Asimismo, Gasnorp solicita tener en cuenta el Principio de Neutralidad recogido por el artículo 5° del Reglamento General de Osinergmin que señala:

"Artículo 5.- Principio de Neutralidad

(...) OSINERG deberá cuidar también que su acción no restrinja innecesariamente los incentivos para competir por inversión, innovación, o precios."

Al respecto, Gasnorp considera que el hecho de no establecer iguales condiciones, para el caso de exceso o disminución de la demanda, se estarían generando desincentivos a Gasnorp para competir por precios.

Adicionalmente, al sustentar el recurso de reconsideración bajo análisis en la audiencia pública efectuada en Piura el 15 de marzo de 2016, los representantes de Gasnorp señalaron que es intención de la empresa llevar el servicio a todas las zonas, precisando que buscarán la aprobación de las ampliaciones necesarias para tal efecto.

Análisis de los argumentos realizado por Osinergmin

La demanda proyectada utilizada por el Regulador en la evaluación de la Propuesta Tarifaria corresponde a lo que el mercado ofrece, con una alta posibilidad de ejecutarse durante la operación de la concesión, habiendo sido evaluada de acuerdo a lo manifestado por el peticionario. Dicha proyección de demanda tiene como base de sustento lo informado oficialmente por los clientes potenciales así como de estudios existentes sobre el mercado de la región Piura. En tal sentido, se puede señalar que la demanda proyectada presenta el sustento necesario para ser considerada como realizable.

Respecto al ingreso de la demanda de la Refinería Talara, debemos señalar que Petroperú remitió la Carta N° RTAL 013-2016 de fecha 28 de enero de 2016, en la cual señala que las obras del PMRT estarán concluyéndose en julio de 2018 (primer año de la concesión). Sobre el particular, el Regulador ya ha considerado un plazo adicional de previsión de posibles demoras en el ingreso de la demanda de dicho proyecto, por lo que se ha considerado que la Refinería Talara formará parte de la demanda de la concesión un año después de la fecha comunicada por Petroperú, es decir en julio 2019, ello previendo cualquier contingencia que pudiera darse para la puesta en operación del PMRT u otros que pudieran generarse para que se conecte al sistema de distribución. Por tanto, sobre este punto el posible atraso del PMRT ya está previsto en la propuesta de Osinergmin por lo no corresponde que tal situación sirva de sustento para la introducción de algún mecanismo de reajuste por reducción de la demanda como solicita Gasnorp.

Adicionalmente, respecto a la posibilidad de que exista un mecanismo para realizar un recalcu­lo tarifario, en caso se presente una demora o disminución de la demanda, debemos señalar que una vez que el concesionario ingresa a operar en la concesión es de su entera responsabilidad realizar las inversiones necesarias para desarrollar el sistema de distribución por red de ductos así como las acciones necesarias para incorporar la demanda potencial prevista en el estudio tarifario. Por dicha razón, el Regulador no garantiza la incorporación de la demanda potencial, pero si garantiza una tarifa técnica y económica sostenible por un plazo determinado, la misma que no es otra que el resultado de una regulación de tarifas por incentivos que lo único que garantiza es una tarifa máxima aplicable estable por un periodo de 8 años. Es decir, el concesionario debe realizar todas las acciones de promoción y/o comerciales que le permitan incorporar la demanda potencial.

De otro lado, en relación a lo expuesto por la empresa Gasnorp en la audiencia pública de sustentación de recursos de reconsideración, considerando la posibilidad y la intención de la recurrente de ampliar posteriormente la cobertura del servicio, se considera procedente precisar el mecanismo de reajuste contemplado en la resolución tarifaria a fin de que se aplique cuando se incorporen nuevos consumidores en localidades distintas a las consideradas en el Plan de Desarrollo Inicial contemplado para la aprobación de la tarifa.

En efecto, la inclusión de nuevas zonas requiere necesariamente la realización de un ajuste en la tarifa a fin de viabilizar este tipo de proyectos considerando su incorporación a la base tarifaria, lo que significa que serán remunerados por la demanda de la concesión. En ese sentido, es necesario precisar el mecanismo de reajuste actualmente contemplado a efectos de que se entienda que el mismo es aplicable también a los casos referidos por la recurrente en la audiencia pública. La aplicación del mecanismo se sustenta en que la atención de nuevas localidades involucra inversiones. Esta precisión permitirá que la tarifa mantenga su coherencia técnica y económica en relación a los servicios que remunera y la cobertura existente.

Conclusión

Corresponde declarar fundado en parte el petitorio solicitado por Gasnorp, en el extremo referido a precisar el mecanismo de reajuste contemplado en la resolución tarifaria a fin de que sea aplicable cuando se incorporen nuevos consumidores en localidades distintas a las consideradas en el Plan de Desarrollo Inicial.

4.1.2 Replantear un retraso en el ingreso de la Refinería Talara (Petitorio 2)

Argumentos

Gasnorp ha realizado un análisis del impacto en la tarifas iniciales de distribución retrasando la demanda del PMRT, de tal forma que se reduzca la demanda de 804 412 Mm³ a 287 232 Mm³, es decir aproximadamente retrasando al 5to año el PMRT. En relación al ejercicio realizado por Gasnorp, los resultados que presentan las tarifas medias son menores a los precios de los combustibles sustitutos.

En ese sentido, Gasnorp ha manifestado que el cambio del periodo de inicio de la demanda del PMRT es factible, es decir, existiría competitividad en las categorías tarifarias frente al combustible sustituto, aún en un escenario en el cual los precios internacionales de los derivados del petróleo (sustitutos en su mayoría) son bastante bajos. Asimismo, señala que contrariamente de lo que se pueda pensar, considerar el criterio de cambiar el inicio de la

demanda otorgaría un plazo prudente a la concesión frente a un posible atraso de la fecha estimada para la culminación del PRMT.

Los resultados que presentan el ejercicio realizado Gasnorp es el siguiente:

Cuadro N° 1
Resultado de la Competitividad Según el Ejercicio Realizado por Gasnorp

Categoría		Consumo Medio Mensual [m3]	Margen Media [USD/MMBTU]	Precio Gas [USD/MMBTU]	Tarifa Final s/IGV	Sustituto [USD/MMBTU]	Ahorro %
A1	Residencial/Comercial Pequeño	12,4	5,3028	2,37	7,67	19,57	-61%
A2	Residencial/Comercial Pequeño	95,0	5,0485	2,37	7,41	17,70	-58%
B	Comercial	437,0	4,6745	2,37	7,04	16,78	-58%
C	Gran Industria I	43.929,0	4,4074	2,37	6,77	13,99	-52%
P	Pesqueras	104.827,0	4,1403	2,88	7,02	12,55	-44%
GNV	GNV	165.677,0	4,0506	2,37	12,95	25,75	-50%
D	Gran Industria II	399.824,0	3,9533	2,37	6,32	10,00	-37%
E	Gran Industria III	4.404.364,0	3,8090	2,37	6,18	9,87	-37%
REF	Refinería	7.276.852,6	2,3159	2,88	5,20	9,83	-47%
GE	GE	11.574.760,0	1,8324	1,53	3,36	9,04	-63%

En ese sentido, Gasnorp solicita retrasar la demanda de la Refinería Talara al 3er año, considerando que los resultados presentan tarifas medias menores al combustible sustituto, y que dicho cambio es factible otorgando un plazo prudente ante un posible atraso de la finalización del PMRT.

Análisis de los argumentos realizado por Osinergmin

Respecto al ejercicio desarrollado por Gasnorp en el cual muestra la factibilidad de aplicar una reducción de la demanda en la Categoría REF, categoría a la que pertenece la Refinería Talara como único usuario, se debe señalar que el ejercicio evaluado no ha considerado el criterio de mantener el precio final a la Categoría GE en 3,18 US\$/MMBTU, equivalente a lo que se registra en la concesión de Lima y Callao, en razón que le permita competir a los generadores eléctricos en iguales condiciones en el mercado de despacho de la generación eléctrica. Dicho valor se ha obtenido como el promedio del precio final que ha presentado dicha categoría a lo largo del último año.

La variación que presenta el precio final, según lo evaluado por Gasnorp en su ejercicio, en la categoría GE, es de 5%, lo que implica una cantidad importante en la recaudación que dejaría de percibir el futuro concesionario, considerando que dicha categoría participa con 32% de la demanda total de la concesión. En ese sentido, para efectos de mantener el equilibrio tarifario, dicha diferencia se debe redistribuir en el resto de clientes, incluso la refinería, el cual presenta un ahorro reducido de 21% respecto al precio final presentado por Gasnorp (5,20 US\$/MMBTU), y además los restantes clientes (categorías A1 a la E) representan solo el 24% de la demanda total de la concesión, con lo que redistribuir las necesidades de los ingresos de la concesión resulta difícil y puede resultar en una disminución considerable de la competitividad en dichas categorías.

En ese sentido, no resulta adecuado variar las condiciones de la demanda en lo relacionado con el PMRT, por lo que la estimación de la demanda debe ceñirse a condiciones de alta probabilidad a lo que sus representantes expresen oficialmente, tanto en los volúmenes que demanden como del plazo de ejecución de sus obras asociadas. En este sentido, para el caso del PMRT se recoge lo señalado en la Carta N° RTAL 013-2016 de fecha 28 de enero de 2016, remitida por Petroperú, en donde indica que las obras del PMRT se estarán concluyendo en

julio de 2018 (primer año de la concesión) y el nivel de demanda de gas natural requerida serán del orden de 20 MMPCD. Adicionalmente, como previsión ya se está considerando el retraso por un periodo de un año, con lo que actualmente la demanda del PMRT está prevista para el año 2019, lo que coincide con la información aportada por Gasnorp en su recurso de reconsideración, confirmándose que las posibles demoras implicarían que la POC del PMRT sea en el año 2019 como se ha recogido en la resolución impugnada.

En tal sentido, no resulta razonable considerar un periodo de previsión de dos años, el cual además de resultar excesivo, no se colige con la información presentada por Gasnorp, la cual confirmaría la fecha considerada en la resolución tarifaria.

Debe tenerse presente que el criterio expuesto, consistente en considerar la información oficial y agregar un año adicional para previsión de retrasos ha sido publicado mediante Resolución N° 008-2016-OS/CD, no habiéndose recibido comentarios al respecto por ningún agente, particularmente por Petroperú como titular del PMRT; en tal sentido, dicho criterio se mantiene en la aprobación de la resolución tarifaria y resulta válido conforme se ha sustentado precedentemente.

Conclusión

Corresponde declarar infundado el petitorio solicitado por Gasnorp.

4.1.3 Reducir demanda considerada de GNV (Petitorio 3)

Argumentos

La evaluación de la demanda del GNV propuesta por Gasnorp se colige con su experiencia en Colombia. En ese sentido, el Plan de Desarrollo y Propuesta Tarifaria Inicial planteados por Gasnorp ha estimado que sólo es posible alcanzar para el año 8 un parque vehicular impulsado a GNV de 1 302 vehículos livianos y 121 ómnibus, cuyo consumo arroja una necesidad de 5 estaciones de GNV y ubicados solo en la ciudad de Piura, ello por concentrar el 50% del parque automotor.

Es por tal motivo, el compromiso de Gasnorp contempla la atención de 5 estaciones de GNV en los primeros 8 años de operación, y que un mayor compromiso como lo que indica la Propuesta de Osinergmin (10 estaciones) no es factible alcanzar, considerando que son diversos factores que lo restringen, como son la falta de desarrollo de talleres de conversión, o que inversionistas o propietarios de estaciones efectúen las inversiones necesarias para infraestructura que permita el desarrollo del GNV, costos asociados a la implementación del GNV, entre otros.

Al respecto, Gasnorp desea dejar constancia que dado que el Plan de Desarrollo Inicial forma parte de su Solicitud de Parte de Concesión, no puede comprometerse a atender el número de estaciones de servicios que contempla el Plan de Desarrollo Inicial expuesto en el Anexo 1 de la Resolución y que por tanto, únicamente se comprometería a conectar el número de estaciones presentadas en su Plan de Desarrollo Inicial expuesto en su Propuesta Tarifaria.

Ante ello, Gasnorp solicitan mantener lo estimado en la propuesta de Gasnorp en lo referido a la demanda de GNV.

Análisis de los argumentos realizado por Osinergmin

Respecto al desarrollo del mercado de GNV en la futura concesión de la región de Piura, se debe señalar que, actualmente existen 1146 vehículos convertidos a gas natural (información de INFOGAS) que son atendidas por dos estaciones de servicio. Asimismo, si bien lo que se observa que en dicho mercado se presenta una disminución en la conversión de vehículos al gas natural durante el año 2015, se debe tener en cuenta que el periodo anterior (2014) se convirtieron más de 180 vehículos.

La disminución en la conversión de vehículos se puede inferir que se debe principalmente por la saturación del mercado, considerando que al existir 1146 vehículos convertidos, los cuales son abastecidos por las dos estaciones de servicio existentes, el promedio de atención de cada una estaría en más de 500 vehículos diarios, y dependiendo de las dimensiones de la estación, estos podrían estar presentado una saturación considerable (formación de numerosas colas de vehículos para el abastecimiento), originando un desincentivo a usar gas natural generado por existir pocas estaciones de servicio. Este hecho es similar a lo ocurrido en la concesión de Lima y Callao e Ica en los primeros años de inicio de la concesión.

Se debe señalar que el desarrollo de las redes de distribución en diferentes puntos de la ciudad permite que se instalen nuevas estaciones de GNV, tal como sucedió en Lima, Callao e Ica, y con ello un incremento importante en los vehículos convertidos. Además, la existencia del financiamiento de las conversiones a GNV a través de COFIDE, ha permitido que se expanda considerablemente el uso del gas en el mercado vehicular, motivo por el cual sería una alternativa que se debe implementar en Piura. En el Cuadro N° 2 se presenta la estadística de crecimiento del mercado de GNV en otros departamentos donde existen concesiones de distribución, con redes desarrolladas y las que aún faltan desarrollar redes.

Cuadro N° 2
Estadística de Conversión de Vehículos

Concesión	Acumulado al 2014	en el 2015
Regiones que cuenta con redes de distribución operativas		
Ica	2 873	527
Lima	185 171	16 533
Callao	8 338	1 459
Regiones que no cuenta con redes de distribución operativas		
La Libertad	2	106
Lambayeque	1 660	82

Fuente infogas

En ese sentido, considerar que solo se incrementará en aproximadamente 200 vehículos en ocho años resulta una subestimación de la demanda en el sector vehicular, pues implicaría que prácticamente el mercado vehicular actual tenga un crecimiento nulo, cuando en realidad dicho sector es el que impulsa la masificación del gas natural, tal como ha sucedido en otros mercados del Perú donde existen concesión de distribución de gas natural. Además, considerando que la tarifa de gas natural establecida en la futura concesión permite que se generen importantes ahorros, incluso si se le compara respecto al GLP, habría un mayor incentivo en favor de la conversión al gas natural vehicular, incluso de aquellos vehículos que se encuentran actualmente convertidos a GLP.

Por lo señalado, se mantiene los criterios establecidos para determinar la demanda del sector vehicular, considerando que esta obedece a un crecimiento acorde con la demanda que ofrece dicho sector.

Por otro lado, el número de estaciones que considera el Regulador es el resultado de la estimación de vehículos convertidos al gas natural. En ese sentido, si se estima en más de 5 000 vehículos convertidos a GNV al término del octavo año, se requerirán aproximadamente 10 estaciones para abastecer la demanda vehicular. Además, considerando que el crecimiento de la demanda no sólo está centralizado en la localidad de Piura, pues al existir desarrollo del sistema de distribución en diversas localidades de la región de Piura, es apropiado que en dichas zonas también se desarrolle el mercado de GNV, ello por las similitudes que estas tienen con la localidad de Piura.

Conclusión

Por las razones indicadas se declara infundado el petitorio solicitado por Gasnorp.

4.2 Sobre el CAPEX

4.2.1 Corregir Infraestructura para atender la demanda de la Refinería, ya que la considerada es insuficiente (Petitorio 4)

Argumentos

Gasnorp indica que la propuesta de Osinergmin asume que un ducto de 8" de diámetro y 16,4 km es posible atender la demanda adicional que representa el PMRT, la cual alcanza los 35 MMPCD, y que para atender dicha demanda no se requieren de inversiones adicionales a las aprobadas.

Al respecto, Gasnorp señala que el ducto para abastecer al PMRT debe ser de 10 pulgadas y además debe considerarse un compresor adicional, ello para cubrir los 35 MMPCD como máximo que se requeriría para atender a la Refinería Talara. En tal sentido, Gasnorp indica que la inversión estimada por Osinergmin, referido al ducto que atendería a la Refinería Talara, estaría subdimensionada y por tanto existiría inversión no reconocida. Por tanto, señala que resulta necesario que el Osinergmin incluyan las inversiones antes señaladas, a fin que la mayor demanda de la Refinería Talara pueda ser atendida una vez entre en operación el PMRT.

Asimismo, Gasnorp señala que como consecuencia del incremento de la demanda, las características del City Gate reconocido por el Regulador no se ajusta a lo que se requiere para el City Gate que suministrará gas natural a la concesión, incluida la demanda de la Refinería Talara. En ese sentido, Gasnorp señala que dicho City Gate debe ser semejante al reconocido a Cálidda, que tendría las siguientes características "153/153 – 75,000 Sm³/h Superficial Terreno Arenoso", el cual se encontraría valorizado en US\$ 6 919 952, el cual permitiría cubrir la necesidad que se estima en dicha concesión.

Análisis de los argumentos realizado por Osinergmin

Respecto a las mayores inversiones en la estación de regulación principal y el ducto hacia la Refinería Talara, debido al incremento de volúmenes requeridos por los clientes proyectados para la futura concesión, señalamos lo siguiente:

- De acuerdo a lo informado por Petroperú mediante Carta N° RTAL-0013-2016, la demanda máxima que alcanzaría el PMRT sería de 35 MMPCD, ello como consecuencia de los casos de emergencias operacionales. Por tanto, el ducto hacia dicho cliente debe ser diseñado considerando dicha capacidad.
- En el caso de la CT Malacas (EEPSA), de acuerdo a la nueva información reportada por dicha empresa en su correspondiente Recurso de Reconsideración, se considera la instalación de una nueva unidad TG6 cuya fecha de operación comercial estaría prevista para enero 2017. Sin embargo para fines tarifarios, dicho ingreso será considerado para enero de 2018 en previsión a posibles atrasos en la entrada en operación comercial de dicha central, criterio que se adopta en concordancia con la práctica regulatoria adoptada en casos similares. En lo que respecta a la demanda de gas natural según el diseño de la CT Malacas, incluida la nueva unidad, esta ascendería a 33 MMPCD. En consecuencia el ducto hacia dicho cliente debe ser re-diseñado considerando esta nueva capacidad.
- En lo que respecta a los volúmenes del resto de los consumidores, la demanda hacia el año 8 de operación comercial alcanza los 10,7 MMPCD. Dicha demanda corresponde a los clientes que serán suministrados por redes, y se excluye a aquellos clientes ubicados en Paita que actualmente consumen gas natural y cuyo suministro sería realizado mediante el uso de GNC.

Teniendo en cuenta los volúmenes proyectados para los futuros clientes de la concesión, procedemos a realizar el esquema conceptual de la infraestructura que será reconocida, ello en virtud del análisis técnico realizado por Osinergmin.

Como se ha mencionado anteriormente, el carácter de consumidor independiente de la CT Malacas y Refinería Talara les permitirá la contratación directa del suministro de gas natural de parte del productor, siendo el cargo por distribución en este caso, el único cargo que podría ser facturado por el concesionario de distribución. En ese contexto, no se conoce con exactitud la ubicación de los puntos en los cuales las mencionadas industrias realizarían la adquisición del gas natural a sus respectivos suministradores de gas natural. Por tanto, el reconocimiento de la infraestructura asociada a estos clientes es de carácter teórico y responde a las condiciones de suministro actuales.

En consecuencia, tanto para la CT Malacas como para la Refinería Talara, serán reconocidos dos sub sistemas independientes y dedicados exclusivamente a cada uno de ellos. Cada sub sistema estaría conformado por una estación de regulación y un ducto que permitirá el suministro de gas natural para cada una de los consumidores antes mencionados, teniendo en cuenta los volúmenes de diseño señalados en los párrafos anteriores. En cuanto a las presiones de diseño, ambos sub sistemas tendrán una presión de recepción que asciende a 270¹ psi, y una presión mínima de entrega de 220² psi.

En ese contexto, se ha efectuado el rediseño de los ductos que suministrarían ambos consumidores, CT Malacas y Refinería Talara, sobre la base de la longitud de los ductos con los que se suministran en la actualidad. Los resultados del dimensionamiento realizado a ambos ductos se presentan a continuación:

¹ Presión reportada por Gasnorp en la sección 1.9 del Anexo B: Manual de Diseño de su Propuesta de Tarifas Iniciales.

² Presión mínima de ingreso a centrales térmicas, cementeras, refinerías, etc. que resulta de las buenas prácticas aplicadas en la industria

Cuadro N° 3

Resultados del dimensionamiento de los ductos a la refinería y a la central térmica

Ducto	Longitud	Diámetro	Capacidad Máxima
A Refinería Talara	16,3 km	12 pulgadas	47 MMPCD
A CT Malacas	5,4 km	10 pulgadas	35 MMPCD

En el caso de la CT Malacas se debe señalar que en la propuesta tarifaria presentada por Gasnorp consideraba que alimentar la central se requerían dos tuberías de 8" de 5,4 km de longitud cada una, infraestructura que fue reconocida por el Regulador en razón que no se había diseñado el requerimiento de dicho cliente. Sin embargo, al evaluar el diseño de dicha red, se está reemplazando lo señalado por Gasnorp por una tubería que abastezca la misma necesidad de gas natural de la central (incluye la ampliación), en razón que corresponden a un reconocimiento eficiente de la red.

En lo que respecta a las estaciones de regulación, dedicadas para la CT Malacas y la Refinería Talara, ambas serán diseñadas considerando una capacidad máxima de 35 MMPCD (con una relación de presiones de 50/19 bar), y contarán con sistemas de control de presión, sistemas de filtración, regulación, medición y odorización, así como con equipo de cromatografía en línea y Unidades Terminales Remotas (RTU). El valor de la inversión asociada a ambas estaciones se presenta a continuación:

Cuadro N° 4

Valorización de las estaciones de regulación para la refinería y la central térmica

Estación	Inversión (US\$)
A CT Malacas	558.989,73
A Refinería Talara	558.989,73

Cabe señalar que el detalle del dimensionamiento de los ductos, así como del dimensionamiento y valorización de las estaciones dedicadas a cada uno de los consumidores antes mencionados, se desarrolla en el Anexo 01: Informe del Consultor Externo.

Por otro lado, respecto a los volúmenes de demanda requeridos por las demás categorías, se considera que estos serán suministrados mediante la Estación de Regulación Principal que, a propuesta de Gasnorp, estaría ubicada en las cercanías de la Planta de Procesamiento de Gas Pariñas. En concordancia con lo señalado por Osinergmin en la sección 4.3.3 del Informe N°118-2016-GART, dicha estación principal requiere de la instalación de compresores que permitan el suministro de gas hasta el final de la red troncal de acero de aproximadamente 231 kilómetros (industria Vale).

La Estación de Regulación Principal a ser reconocida en la base tarifaria, que incluye capacidad de compresión, tendrá capacidad para el suministro de 10,7 MMPCD. Dicha estación corresponde a un City Gate de 50/19 bar y cuyo volumen de diseño alcanza los 20 000 m³/h (16,9 MMPCD). La potencia instalada en compresión será de 1 112 HP y contará con un compresor de alta confiabilidad, por lo que no se requiere de redundancia.

De forma análoga a las estaciones de regulación dedicadas para la CT Malacas y la Refinería Talara, la Estación de Regulación Principal se diseñó considerando una capacidad máxima de 11 MMPCD (50/19 bar), y contarán con sistemas de control de presión, sistemas de filtración, regulación, medición y odorización, así como con equipo de cromatografía en línea y Unidades Terminales Remotas (RTU). El valor de la inversión de la mencionada Estación de Regulación Principal se presenta a continuación:

Cuadro N° 5
Valorización de la Estación de Regulación Principal

Ítem	Inversión (US\$)
Estación de Regulación Principal	446.350,21
Sistema de compresión (1 112 HP)	3.443.452,56
Total Inversión en Estación de Regulación Principal	3.889.802,77

Del análisis realizado, se concluye que se incorporará a la base tarifaria los resultados de dimensionamiento de los ductos que suministrarían a la CT Malacas y a la Refinería Talara, así como la inversión asociada a las estaciones de regulación correspondiente a estos sub sistemas. Asimismo, se incorporarán los resultados de inversión de la Estación de Regulación Principal, que incluye un sistema de compresión.

Conclusión

Corresponde declarar fundado en parte el petitorio en el extremo de reevaluar la capacidad del ducto de suministro a la Refinería Talara.

4.2.2 Corregir Costo de la Servidumbre (Petitorio 5)

Argumentos

Gasnorp señala que el costo de servidumbre reconocido por el Regulador es 42% menor que lo señalado en su propuesta tarifaria. Asimismo, indica que no se tiene certeza sobre la metodología usada en las negociaciones de las servidumbres, por lo que solicita la aplicación de un mecanismo de reconocimiento de otros costos no reconocidos (costos extras de distribución), tal como se habría dado en otras concesiones, luego de demostrarse sobrecostos que representen una variación superior de 20% del valor aprobado.

En ese sentido, Gasnorp considera que al no estar debidamente motivado ni la resolución ni los informes que la sustentan, el costo de las servidumbres debe ser considerado nulo en dicho extremo de la resolución tarifaria, tal como lo expresa la Ley N° 27444.

Además, Gasnorp señala que los costos considerados se basan en costos de servidumbre del sistema eléctrico, y en el caso del gas la afectación del terreno difiere significativamente, pues en este caso se afectan cultivos, tierras, predios, etc. de forma lineal debido a que los gasoductos van enterrados, a diferencia del sistema eléctrico cuyas redes son aéreas.

Análisis de los argumentos realizado por Osinergmin

Con respecto los costos de servidumbre se debe señalar que son considerados como parte de los costos unitarios eficientes definidos en el Baremo de Costos de la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) de Osinergmin, y corresponden a la remuneración por el uso de derechos de vía privada para la instalación de las redes de distribución, en cuyo caso resulta mínimo. En el caso de las redes que son instaladas dentro de las ciudades, las redes de distribución hacen uso principalmente de las vías públicas, las mismas que de acuerdo a la normatividad vigente no tiene costo. Dicha característica es lo que prepondera y corresponden a la mayoría de casos de concesiones de distribución de gas natural.

En el caso del proyecto de distribución de gas natural por redes en la región Piura, este se compone de redes de acero de alta presión que permite la interconexión de las principales ciudades de la mencionada región, por lo que dichas redes, cuyo trazado recorre zonas de uso

público y privado (zonas industriales, de cultivo, etc.), se asemejan a las redes de transporte por ductos. En ese sentido y conforme lo señalado, se previó por conveniente incorporar costos de servidumbres para las redes de acero de alta presión, por lo que no corresponde por tanto aplicar un mecanismo de ajuste por sobrecostos de las servidumbres.

Asimismo, la metodología utilizada por Osinergmin para determinar el costo del servidumbre corresponden a la especificada en el "Reglamento Nacional de Tasaciones del Perú", la cual permite determinar los valores básicos de terrenos eriazos, la misma que está aprobada por el Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento (MVCS), por lo que corresponden a una metodología a la que debe ajustarse los diversos agentes que desean valorizar terrenos en el Perú.

En ese sentido, partiendo de los Valores Arancelarios de terrenos Rústicos (información del MVCS) y la aplicación de la mencionada metodología se determinó el costo del terreno en las zonas en las cuales se construirá los ductos de distribución, por lo que el Regulador al usar una metodología aprobada por el Estado Peruano cuenta con el respaldo normativo requerido para motivar correctamente la valorización de la servidumbre.

Por otro lado, en relación a lo señalado por Gasnorp, respecto a que los costos reconocidos por Osinergmin han sido basados en el baremo de servidumbres del sistema eléctrico, a pesar de que en el caso del gas natural los gasoductos van enterrados a diferencia del sector eléctrico cuyas redes son aéreas; se precisa que lo que se ha utilizado no es el baremo en sí, sino la metodología de valorización de terrenos considerada en el sector eléctrico, que es precisamente la mencionada en los párrafos precedentes basada en el Reglamento Nacional de Tasaciones del Perú.

Adicionalmente, se precisa que sí resulta válida la aplicación de los mismos criterios que los aplicados en el sector eléctrico, toda vez que de acuerdo con el Artículo 220° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas³, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, las servidumbres impuestas para los sistemas de transmisión y/o distribución, ya sean aéreas y/o subterráneos, también comprenden la superficie del suelo, subsuelo y/o de los aires necesarios para su instalación.

En efecto, conforme lo dispone la mencionada norma, al igual que los gasoductos que transportan gas natural, la imposición de una servidumbre en el sector eléctrico también comprende la proyección sobre el suelo y los aires en el que esté instalada la red, independientemente de que la misma sea aérea o subterránea. Dicha conclusión ha sido claramente recogida en el último párrafo del citado Artículo 220°, el cual dispone que sobre los predios sirvientes no debe efectuarse obras ni plantaciones, cuyo desarrollo supere las distancias mínimas de seguridad.

³ Artículo 220.- Las servidumbres de electroducto que se impongan para los sistemas de transmisión, de distribución ya sean aéreas y/o subterráneos comprende:

- a) Ocupación de la superficie del suelo, subsuelo y/o de sus aires, necesarios para la instalación de las subestaciones de transformación;
- b) Ocupación de la superficie necesaria y de sus aires, para la instalación de las estructuras de sustentación de conductores eléctricos, así como de la faja de los aires o del subsuelo en el que éstos se encuentren instalados; y,
- c) Delimitación de la zona de influencia del electroducto, en caso de ser aéreo, representada por la proyección sobre el suelo de la faja de OCUPACION de los conductores cuyo ancho se determinará, en cada caso, de acuerdo a las prescripciones del Código Nacional de Electricidad y demás Normas Técnicas.

El propietario del predio sirviente no podrá construir sobre la faja de servidumbre impuesta para conductores eléctricos subterráneos, ni efectuar obras de ninguna clase y/o mantener plantaciones cuyo desarrollo supere las distancias mínimas de seguridad, debajo de las líneas ni en la zona de influencia de los electroductos, definida en el inciso c) del presente Artículo. (El subrayado es nuestro)

Conclusión

Por lo expuesto, corresponde declarar infundado el petitorio solicitado por Gasnorp.

4.3 Sobre el OPEX

4.3.1 Reconocer costos preoperativos (Petitorio 6)

Argumentos

Gasnorp señala que la Propuesta de Osinermin menciona que el valor de las inversiones correspondientes a la Puesta en Operación Temprana deberán ser asumidas por el Concesionario y no serán incorporadas en la Base Tarifaria, argumentando que reconocerlas incorporarían a la base tarifaria inversiones ineficientes. Además, señala que Osinermin tampoco habría incorporado en dicha base, aquellos costos y gastos en los que el concesionario debe incurrir previo a la POC (Pre-operativos). En ese sentido, solicitan reconozcan aquellos costos en los que Gasnorp debe incurrir, independientemente de la Puesta en Operación Temprana.

Análisis de los argumentos realizado por Osinermin

La metodología de empresa modelo aplicada por Osinermin contempla que las inversiones iniciales son ejecutadas durante el año 0. A partir de dicho evento, el referido modelo considera que el inicio de las operaciones tiene lugar en el año 1, con lo cual, el reconocimiento de los costos operativos se da a partir del mencionado año 1.

Se debe recalcar que las tarifas se fijan bajo el concepto de regulación de tarifas por incentivos, lo que establece un reconocimiento de las instalaciones del sistema de distribución a Valor Nuevo de Reemplazo, lo que presupone que las instalaciones se encuentran instaladas y listas para operar, en cuyo caso la existencia de gastos pre operativos no están incluidos, en razón de ello los costos operativos se dan a partir del año 1 tal como se indica en el párrafo anterior.

Debemos señalar que los costos preoperativos son costos del inversionista quien ejecuta los gastos necesarios para conseguir un bien intangible como el otorgamiento de la concesión. Una vez adjudicada la concesión, las tarifas que apruebe el regulador reconocen los costos de inversión y costos de operación y mantenimiento eficientes para la prestación del servicio de distribución de gas natural por redes dentro del área de concesión. En ese sentido, la legislación actual parte del hecho que existe un concesionario que requiere de una tarifa técnica y económica que le permita recuperar y rentar su inversión, más no así en el caso que se pueda reconocer algún gasto preoperativo, tal como aquellos gastos necesarios en los que incurre el inversionista para conseguir la concesión, y que estos son íntegramente de responsabilidad del inversionista.

Finalmente, debemos indicar que la tarifa que se apruebe se aplicará en el caso que el MINEM le otorgue la concesión de la región de Piura a la empresa Gasnorp, es decir, dicha tarifa cobrará sentido en cuanto a su aplicación y valor económico a partir de la puesta en operación comercial.

Por consiguiente, no serán considerados en la base tarifaria los costos preoperativos propuestos por la empresa.

Conclusión

Por lo expuesto, corresponde declarar infundado el petitorio solicitado por Gasnorp.

Anexo 01: Informe del Consultor Externo