

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 081-2016-OS/CD**

Lima, 18 de abril de 2016

**CONSIDERANDO:**

**1.- ANTECEDENTES**

Que, con fecha 11 de febrero de 2016 fue publicada en el diario oficial El Peruano la Resolución Osinergmin N° 023-2016-OS/CD (en adelante "Resolución 023"), mediante la cual 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 adelante "Tarifas Iniciales");

Que, con fecha 03 de marzo de 2016, la empresa Gases del Norte del Perú S.A.C. (en adelante "Gasnorp"), interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso impugnativo.

**2.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN**

Que, Gasnorp solicita que se declare fundado su recurso de reconsideración y en consecuencia, se deje sin efecto Resolución 023 conforme a los argumentos expuestos por dicha empresa.

**3.- SUSTENTO DEL PETITORIO**

**3.1 SOBRE LA DEMANDA**

**3.1.1 CONSIDERACIÓN DE REAJUSTE DE TARIFAS POR REDUCCIÓN DE LA DEMANDA DE LA REFINERÍA (PETITORIO 1)**

Que, 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;

Que, 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;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 081-2016-OS/CD**

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 recalcu­lo en caso existan variaciones de demanda tanto por encima como por debajo de lo estimado. Al respecto, 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;

Que, citando el Artículo 121° del Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM (en adelante “Reglamento de Distribución”), el cual 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 establezca 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;

Que, asimismo, Gasnorp solicita tener en cuenta el Principio de Neutralidad recogido por el artículo 5° del Reglamento General de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, según el cual el regulador deberá cuidar 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;

Que, finalmente, 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.

**3.1.2 REPLANTEAR UN RETRASO EN EL INGRESO DE LA DEMANDA DE LA REFINERÍA TALARA (PETITORIO 2)**

Que, Gasnorp ha realizado un análisis del impacto en la tarifas de distribución retrasando la demanda del PMRT de tal forma que se reduzca la demanda de 804 412 Mm<sup>3</sup> a 287 232 Mm<sup>3</sup>, 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 al precio de los combustibles sustitutos;

Que, por otro lado, la recurrente manifiesta que el cambio del periodo de inicio de la demanda del PMRT es factible ya que existiría competitividad 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 pudiese pensar, si se cambiase el inicio de la demanda del PMRT se otorgaría un plazo prudente al proyecto frente a un posible atraso de la fecha estimada para la culminación del PMRT;

Que, en suma, Gasnorp solicita que se retrase el ingreso de la demanda de la Refinería Talara en la demanda considerada para la aprobación de la tarifa al tercer año, considerando que los resultados presentan tarifas medias menores al sustituto y que dicho cambio es factible otorgando un plazo prudente ante un posible atraso de la finalización del PMRT.

### **3.1.3 REDUCCIÓN DE DEMANDA CONSIDERADA DE GNV (PETITORIO 3)**

Que, Gasnorp señala que en su Plan de Desarrollo y la Propuesta Tarifaria Inicial, únicamente han considerado estaciones de GNV en la ciudad de Piura debido a que la mayor concentración del parque vehicular se encuentra en la ciudad de Piura (50% aproximadamente). Ello debido a que la implementación del GNV implica el desarrollo de algunos factores que toman tiempo en darse como la conversión de los vehículos a GNV, el desarrollo de talleres de conversión, de inversionistas o propietarios de estaciones que efectúen la inversión necesaria, programas comerciales tales como bonos, y otros;

Que, de otro lado, indica que en su Plan de Desarrollo, su representada estimó alcanzar, para el año 8, un parque vehicular impulsado a GNV de 1302 vehículos livianos y 121 ómnibus, cuyo consumo arroja una necesidad de 5 estaciones de GNV en la zona;

Que, atendiendo a lo señalado, Gasnorp, señala que mantendrá el criterio adoptado en su propuesta tarifaria respecto a las proyecciones de GNV, no comprometiéndose a atender el número de estaciones de servicios que contempla el Plan de Desarrollo Inicial que consta como Anexo 1 de la Resolución 023. Es decir, únicamente se compromete a conectar el número de estaciones presentadas en el Plan de Desarrollo Inicial que forma parte de su Propuesta Tarifaria.

## **3.2 SOBRE EL CAPEX**

### **3.2.1 INFRAESTRUCTURA PARA ATENDER LA DEMANDA DE LA REFINERÍA TALARA (PETITORIO 4)**

Que, Gasnorp indica que la propuesta de Osinergmin asume que con un ducto de 8" de diámetro y 16,4 km es posible atender la demanda adicional que representa el PMRT, la cual alcanza los 35MMPCD, no siendo necesarias inversiones adicionales a las aprobadas;

Que, al respecto, la recurrente señala que el ducto debe ser de 10 pulgadas y debe considerarse un compresor adicional para cubrir los 35 MMPCD que se requeriría para atender a la Refinería Talara, incluyendo el PMRT. Es decir, según Gasnorp lo estimado por Osinergmin estaría subdimensionado y por tanto existiría inversión no reconocida. En tal sentido, señala que resulta necesario que el Osinergmin incluyan las inversiones señaladas a fin que la mayor demanda de la Refinería pueda ser atendida;

Que, por último Gasnorp señala que las características del City Gate reconocido no están ajustadas a lo que requiere el City Gate que suministrará gas natural a la concesión, considerando el abastecimiento a la Refinería Talara. Señala que dicho City Gate debe ser semejante al reconocido a la empresa Cálidda que correspondería a las siguientes especificaciones "153/153 – 75,000 Sm<sup>3</sup>/h Superficial Terreno Arenoso", el cual se encuentra valorizado en US\$ 6 919 952, ello a fin de cubrir la necesidad que se estima en dicha concesión.

### **3.2.2 CORRECCIÓN DE COSTOS DE SERVIDUMBRE (PETITORIO 5)**

Que, Gasnorp señala que ni en la Resolución 023 ni en los informes que la sustentan se aprecia en detalle la metodología utilizada para la determinación del costo unitario de las servidumbres. Al respecto, señala que el Artículo 3° de la LPAG establece que la motivación de los actos administrativos, "en proporción al contenido y conforme al ordenamiento jurídico", constituye un requisito de validez de los mismos;

Que, asimismo, manifiesta que el inciso 2° del Artículo 10° de la LPAG establece como causal de nulidad del acto administrativo, el defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez. En tal sentido, considerando que la determinación del costo unitario de las servidumbres no ha sido debidamente motivada, indica que ese extremo de la Resolución 023 debe ser declarado Nulo;

Que, por otro lado, manifiesta que si bien los costos reconocidos por Osinergmin han sido basados en el baremo de servidumbres del sistema eléctrico; debe tenerse en cuenta que la afectación del terreno difiere significativamente en ambos sectores. Al respecto, Gasnoorp señala que para el caso del tránsito del gas natural se afectan cultivos, tierras, predios, etc., de forma lineal ya que el gasoducto va enterrado, a diferencia del sistema eléctrico cuyas redes son aéreas;

### **3.3 SOBRE EL OPEX**

#### **3.3.1 RECONOCIMIENTO DE COSTOS PREOPERATIVOS (PETITORIO 6)**

Que, Gasnoorp refiere que en la propuesta de Osinergmin, se 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 significaría incorporar a la base tarifaria inversiones ineficientes;

Que, de otro lado, señala que Osinergmin tampoco ha incorporado en dicha base aquellos costos y gastos en los que el concesionario debe incurrir previo a la POC (Pre-operativos). En ese sentido, la recurrente solicita que reconozcan aquellos costos en los que Gasnoorp debe incurrir independientemente de la Puesta en Operación Temprana.

### **4.- ANÁLISIS DEL PETITORIO**

#### **4.1.1 CONSIDERACIÓN DE REAJUSTE DE TARIFAS POR REDUCCIÓN DE LA DEMANDA DE LA REFINERÍA TALARA (PETITORIO 1)**

Que, 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;

Que, 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 que no corresponde que tal situación sirva de sustento para modificar el mecanismo de reajuste por reducción de la demanda como solicita Gasnorp; más aún cuando la información aportada por la recurrente no contradice la fecha considerada por Osinergmin, sino que más bien confirmaría la POC del proyecto para el año 2019;

Que, adicionalmente, respecto a la posibilidad de que exista un mecanismo para realizar un recalcular 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;

Que, de otro lado, en relación a lo expuesto por la empresa Gasnorp en la audiencia pública de sustentación de recursos de reconsideración, teniendo en cuenta 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 comprendidas en el Plan de Desarrollo Inicial contemplado para la aprobación de la tarifa;

Que, 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 que exista.

Que, en consecuencia, corresponde declarar fundado en parte el petitorio de 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)**

Que, respecto al ejercicio desarrollado por Gasnorp se debe señalar que el mismo 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 con 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;

Que, la variación que presenta el precio final de la categoría GE, según lo evaluado por Gasnorp en su ejercicio, 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 Talara, el cual presenta un ahorro reducido de 21% respecto al precio final presentado por Gasnorp (5,20 US\$/MMBTU). Asimismo, los demás 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;

Que, en ese sentido, no resulta adecuado variar las condiciones de la demanda en general, más aun la que se encuentra relacionada con el PMRT, por lo que la estimación de la demanda debe ceñirse a las condiciones de alta probabilidad identificadas, y, en el caso de las demandas importantes, a la información oficial con que se cuenta, tanto en relación a los volúmenes como al plazo de ejecución de las 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;

Que, 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;

Que, 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 fue mantenido en la aprobación de la resolución tarifaria y resulta válido conforme se ha sustentado precedentemente;

Que, finalmente, se debe señalar que la información presentada por Gasnorp (información periodística, presentaciones) si bien especifican una noción de cómo se encuentra el desarrollo de las obras, no constituye información oficial que respalde un cambio del criterio adoptado;

Que en tal sentido, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración de Gasnorp.

#### **4.1.3 REDUCCIÓN DE LA DEMANDA CONSIDERADA DE GNV (PETITORIO 3)**

Que, respecto al desarrollo del mercado de GNV en la futura concesión 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 es 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 a GNV más de 180 vehículos;

Que, la disminución en la conversión de vehículos se puede inferir que se debe principalmente a la saturación del mercado, considerando que al existir 1146 vehículos convertidos abastecidos por dos estaciones de servicio, 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 presentando una saturación considerable (formación de numerosas colas de vehículos para el abastecimiento), originando un desincentivo a usar gas natural debido a las 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 la concesión;

Que, 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;

Que, en ese sentido, considerar que sólo se incrementarán 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 para 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;

Que, por lo señalado, se mantienen 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;

Que, 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. Considerando que el crecimiento de la demanda no sólo está centralizado en la ciudad de Piura, pues al existir desarrollo del sistema de distribución en diversas localidades, es apropiado que en dichas zonas también se desarrolle el mercado de GNV;

Que, en tal sentido, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio del recurso de reconsideración de Gasnorp.

#### **4.1.4 INFRAESTRUCTURA PARA ATENDER LA DEMANDA DE LA REFINERÍA TALARA (PETITORIO 4)**

Que, 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, debe tenerse presente que, 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;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 081-2016-OS/CD**

Que, en el caso de la C.T. 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 C.T. 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;

Que, 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;

Que, teniendo en cuenta los volúmenes proyectados para los futuros clientes de la concesión, se debe realizar el esquema conceptual de la infraestructura que será reconocida;

Que, como se ha mencionado anteriormente, el carácter de consumidor independiente de la C.T. Malacas y la 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 los mencionados consumidores 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;

Que, en consecuencia, tanto para la C.T. 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 uno de los consumidores antes mencionados, teniendo en cuenta los volúmenes de diseño señalados en los considerandos anteriores. Al respecto, 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 220<sup>2</sup> psi;

Que, en ese contexto, se ha efectuado el rediseño de los ductos que suministrarían ambos consumidores, C.T. Malacas y Refinería Talara, sobre la base de la longitud de los ductos con los que se suministran en la actualidad. Los resultados se encuentran detallados en el Informe Técnico que sustenta la presente resolución;

Que, en el caso de la C.T. Malacas se debe señalar que en la propuesta tarifaria presentada por Gasnorp consideraba que para 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

---

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

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

abastezca la misma necesidad de gas natural de la central (incluye la ampliación), en razón que corresponden a un reconocimiento eficiente de la red;

Que, en lo que respecta a las estaciones de regulación dedicadas para la C.T. 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 es de US\$ 558 989,73 y US\$ 558 989,73, respectivamente;

Que, 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);

Que, 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 m<sup>3</sup>/h (16,9 MMPCD). La potencia instalada en compresión será de 1112 HP y contará con un compresor de alta confiabilidad, por lo que no se requiere de redundancia;

Que, de forma análoga a las estaciones de regulación dedicadas para la C.T. 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 es de US\$ 3 889 802,77;

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

Que, en tal sentido, corresponde declarar fundado en parte este extremo del petitorio del recurso de reconsideración de Gasnorp.

#### **4.1.5 CORRECCIÓN DE COSTOS DE SERVIDUMBRE (PETITORIO 5)**

Que, 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;

Que, en el caso del proyecto de distribución de gas natural por redes en Piura, este se compone de redes de acero de alta presión que permite la interconexión de las principales

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 081-2016-OS/CD**

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, resultó procedente incorporar costos de servidumbres para las redes de acero de alta presión;

Que, sobre el particular se precisa que con ocasión del análisis de los comentarios formulados por Gasnorp a la Resolución N° 008-2016-OS/CD, en el numeral 5.4.2 del Anexo 13 del Informe 118-2016-GART, el Regulador detalló la metodología empleada para la determinación del costo unitario de servidumbres, indicando que dicha metodología es la prevista en el Reglamento Nacional de Tasaciones del Perú, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 126-2007-VIVIENDA y que la fórmula para el cálculo del costo unitario de servidumbre, denominado Valor Básico Eriazo es la consignada en el Artículo III.D.34 del mencionado Reglamento;

Que, del mismo modo, en lo concerniente a las áreas de servidumbres consideradas, el Regulador indicó que dichas áreas fueron determinadas a partir de la información remitida por Gasnorp en el Anexo 26 de sus comentarios formulados a la mencionada Resolución N° 008-2016-OS/CD, el cual contenía una planilla por distritos de valorización de predios, que contiene información acerca de la titularidad de los derechos de vía que se requieren para la instalación de las redes de acero de alta presión;

Que, como se puede apreciar, en el Informe N° 118-2016-GART, el Regulador detalló la metodología de cálculo empleada para la determinación del costo unitario de las servidumbres, indicando que la misma tuvo como base de cálculo la fórmula prevista en el Reglamento Nacional de Tasaciones del Perú para el cálculo del Valor Básico Eriazo y la información proporcionada por Gasnorp, respecto a las áreas de servidumbre;

Que, de otro lado, cabe señalar que no es precisa la afirmación de la recurrente en el sentido de que dicha metodología que es utilizada en el sector eléctrico no es aplicable al caso de ductos de gas, toda vez que los ductos al ser subterráneos afectan cultivos, tierras y predios de manera directa a diferencia de lo que ocurre con redes aéreas. Al respecto, de acuerdo con el Artículo 220° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, las servidumbres impuestas para los sistemas de transmisión y/o distribución, ya sean aéreas y/o subterráneas, también comprenden la superficie del suelo, subsuelo y/o de los aires necesarios para su instalación, por lo que no deben efectuarse obras ni plantaciones cuyo desarrollo supere las distancias mínimas de seguridad en tales áreas; es decir, en el caso eléctrico se afecta también de manera directa el uso de los terrenos;

Que, 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;

Que, habiéndose esclarecido que el criterio adoptado por el Regulador para la valorización de terrenos de servidumbres del sistema eléctrico encuentra respaldo en la propia normativa del sector eléctrico, en aplicación del Principio de Imparcialidad recogido en el Artículo 9° del Reglamento General de Osinergmin según el cual los casos o situaciones de características semejantes deberán ser tratados de manera similar, corresponde por tanto mantener el criterio adoptado por el Regulador y en consecuencia, mantener los costos de servidumbre aprobados en la Resolución 023;

Que, finalmente, se precisa que lo que se ha utilizado para la valorización de las servidumbres no es el baremo de servidumbres del sistema eléctrico, sino únicamente la

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 081-2016-OS/CD**

metodología de valorización de terrenos considerada en dicho sector, que es precisamente la mencionada en los párrafos precedentes basada en el Reglamento Nacional de Tasaciones del Perú;

Que, por las razones expuestas, corresponde declarar infundado el extremo del petitorio de Gasnorp referido a la motivación de la determinación del costo unitario de las servidumbres aprobado en la Resolución 023;

**4.1.6 RECONOCIMIENTO DE COSTOS PREOPERATIVOS (PETITORIO 6)**

Que, la metodología de empresa modelo aplicada por Osinergmin contempla que las inversiones iniciales son ejecutadas durante el año cero. A partir de dicho evento, el referido modelo considera que el inicio de las operaciones tiene lugar en el año uno, con lo cual, el reconocimiento de los costos operativos se da a partir de dicho año;

Que, 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; ello presupone que las instalaciones se encuentran instaladas y listas para operar, en cuyo caso la existencia de gastos pre operativos no está incluida. De acuerdo a lo señalado, los costos operativos se dan a partir del año uno tal como se indica en el considerando precedente;

Que, cabe 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;

Que, finalmente, debemos indicar que la tarifa que se apruebe se aplicará en el caso que el Ministerio de Energía y Minas le otorgue la concesión del departamento 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 corresponde considerar en la base tarifaria los costos preoperativos propuestos por la empresa;

Que, por las razones expuestas, corresponde declarar infundado este extremo del petitorio de Gasnorp;

Que, finalmente, se han expedido los Informes [N° 0253-2016-GRT](#) y [N° 0257-2016-GRT](#), los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3º, de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Procedimiento para Fijación de Precios Regulados, aprobado

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 081-2016-OS/CD**

mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD; en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 014-2016.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Declarar fundados en parte los extremos del recurso de reconsideración interpuesto por la Gases del Norte del Perú S.A.C., contra la Resolución Osinergmin N° 023-2016-OS/CD, a que se refieren los numerales 3.1.1 y 3.2.1, por las razones señaladas en los numerales 4.1.1 y 4.1.4 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar infundados los extremos del recurso de reconsideración interpuesto por la Gases del Norte del Perú S.A.C., contra la Resolución Osinergmin N° 023-2016-OS/CD, a que se refieren los numerales 3.1.2, 3.1.3, 3.2.2, y 3.3.1, por las razones señaladas en los numerales 4.1.2, 4.1.3, 4.1.5 y 4.1.6 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Incorpórese los Informes [N° 0253-2016-GRT](#) y [N° 0257-2016-GRT](#), como parte integrante de la presente Resolución.

**Artículo 4°.-** La presente Resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo precedente en la página Web de Osinergmin: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe).