# Boletín Informativo de Gas Natural Boletín Informativo de Julia de Gas Natural



- Supervisión de la Industria del Gas Natural
- Estadísticas e Indicadores
- Acontecimientos del Primer Semestre 2016
- Mejora de la Supervisión, Capacitación y Entrenamiento
- Normativa



Supervisión Estadísticas e Propuestas normativas y Acontecimientos Mejora de la Aspectos legales y normativos de del primer supervisión, de la indicadores de industria la industria semestre 2016 capacitación y procedimentales del gas entrenamiento natural Pág. 15 Pág. 4 Pág. 24 Pág. 27 Pág. 29





# **PRESENTACIÓN**

El presente boletín informativo tiene como objetivo dar a conocer los aspectos más destacados de la gestión de la División de Supervisión de Gas Natural, correspondiente al primer semestre del año 2016. En este documento presentamos la información actualizada de la industria del gas natural en nuestro país, los proyectos en desarrollo, la normativa vigente, entre otras informaciones de interés que permitirán seguir las acciones realizadas por Osinergmin en este sector.

El presente boletín contiene información de los siguientes proyectos relevantes:

- Gasoducto de Derivación Principal Ayacucho.
- Tercera ampliación de los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea: Proyecto Loop Costa II.
- Tercera ampliación de los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea: Proyecto Planta Kepashiato.
- Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano.



Asimismo, se incluye la evolución de los indicadores y estadísticas más relevantes de la industria durante el semestre, en cada una de sus etapas. Es nuestro deseo que este Boletín alcance las expectativas de brindar información confiable y actualizada sobre el desarrollo de la industria y el mercado del gas natural en el país, para el análisis y toma de decisiones por parte de los diversos grupos de interés.

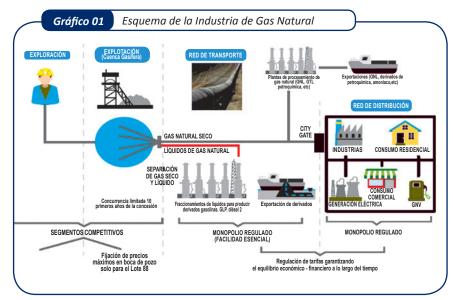
División de Supervisión de Gas Natural

Osinergmin

# INTRODUCCIÓN

# La industria de Gas Natural en el Perú

La explotación comercial de gas natural (GN) en el Perú, empieza en 1994, cuando se realizó la licitación para la explotación de GN en el yacimiento Aguaytía ubicado en el lote 31C. Asimismo, se desarrollaron otros campos en la zona costa y zócalo norte del País, cuva producción no superaba los 40 millones de pies cúbicos por día (MMPCD). Fue recién en agosto 2004 con la entrada en operación del Proyecto Camisea, (denominándose así al desarrollo de las licitaciones internacionales para dar en concesión actividades de explotación del Lote 88 - el principal bloque del yacimiento Camisea, así como de las actividades de transporte y distribución por red de ductos del gas natural), y la promulgación de un marco regulatorio promotor de la industria del gas natural (fines de los noventa) cuando se desarrolló en toda la cadena de valor la industria del Gas Natural en el Perú. Estos hitos históricos han generado una transformación dramática: la reconfiguración y diversificación de la matriz energética primaria del país, mejorado la balanza comercial de hidrocarburos y creando oportunidades para que los hogares peruanos y sectores económicos, como la industria y el comercio, se beneficien de un combustible limpio y de bajo costo.1



Fuente: La Industria de Gas Natural en el Perú – a 10 años de Camisea. Osinergmin

# Cadena de valor, las actividades desarrolladas, los agentes a supervisar

La industria del GN se conforma básicamente por las siguientes actividades: Exploración, Explotación y Procesamiento, Transporte, y Distribución y Comercialización. Primero; se inician con las actividades de exploración, que tiene como finalidad encontrar yacimientos de gas natural. Luego, en la explotación se realizan las actividades para poder producir gas natural, que se envían a las Plantas de Separación, donde se realizan las actividades de procesamiento, y se obtiene Gas

Natural Seco y Líquidos de Gas Natural. Para realizar el traslado de GN y LGN de un punto a otro se utilizan redes de suministro o ductos (Actividades de Transporte); en el caso de los LGN, se trasladan hacia la Planta de Fraccionamiento, donde se obtendrán productos derivados, tales como el GLP, Gasolinas y Diesel; mientras que el GN es transportado hacia el City Gate, donde inician las últimas 2 actividades de la cadena de valor: Distribución y Comercialización, éstas se realizan mediante redes

<sup>1.</sup> Fuente.- La Industria de Gas Natural en el Perú – a 10 años de Camisea. Osinergmin.



de tuberías a nivel local, hacia los hogares, industrias, comercios y establecimientos de GNV. En el gráfico 01, se muestra el Esquema de la Industria de Gas Natural, incluyendo una visión general acerca del marco regulatorio de las actividades de la industria de GN en el país, donde se observa que se optó por fijar precios máximos en boca de pozo; mientras que se presenta segmentos de monopolio regulado, que garantiza a los inversionistas un flujo de ingresos estable a lo largo del tiempo, en transporte y distribución.

Los principales agentes supervisados por Osinergmin a lo largo de la

cadena de valor del gas natural se muestran en la Tabla 1: Agentes supervisados por Osinergmin.

Igualmente, Osinergmin viene supervisando la etapa pre operativa de los proyectos de masificación de gas natural hacia el Norte y Sur Oeste (2013 - 2017). Estos proyectos utilizan el suministro del gas natural en fase liquida, es decir gas natural licuefactado (GNL) transportado por cisternas criogénicas a ciudades del país no comprendidas en la ruta de los gasoductos existentes. Estos proyectos son supervisados por la División de Supervisión Regional

(DSR); en lo que respecta a aspectos normativos, quedando los aspectos contractuales para la supervisión de la División de Supervisión de Gas Natural (DSGN).

Asimismo, el Organismo Supervisor de la Energía y Minería (Osinergmin) dentro de sus funciones como agencia reguladora, supervisora y fiscalizadora de la industria del gas natural en el Perú, ha garantizado la aplicación de un marco regulatorio estable, transparente y predecible para las inversiones en el sector, así como para los usuarios del servicio público de gas natural.

Tabla 1: Agentes supervisados por Osinergmin

AGENTE	LOCACIÓN / INFRAESTRUCTURA
1. Aguaytía Energy del Perú S.R.L.	Lote 31-C, Planta de Separación de Gas Natural – Curimaná, Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural - Yarinacocha
2. Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Lote 88, Lote 56, Planta de Separación de Gas Natural de Malvinas, Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural de Pisco
3. Repsol Exploración del Perú S.A.	Lote 57
4. Perú LNG	Proyecto de Licuefacción de Gas Natural – Exportación – Pampa Melchorita
5. Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP)	Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate de Lima y su ampliación
6. Gasoducto Sur Peruano	Proyecto de Transporte de Gas Natural por Red de Ductos de Camisea hasta llo (Moquegua) y Mollendo (Arequipa), en la costa del Perú
7. Gas Natural de Lima y Callao S.A. (CALIDDA)	Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Lima y Provincia del Callao
8. Contugas	Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica
9. Gases del Pacifico	Masificación Gas Natural a Nivel Nacional - Concesión Norte de distribución de gas natural por red de ductos
10. Gas Natural Fenosa	Masificación Gas Natural a Nivel Nacional – Concesión Suroeste de distribución de gas natural por red de ductos

Fuente: Plan Anual de Supervisión 2016 – Osinergmin

# Supervisión de la Industria del Gas Natural



La División de Supervisión de Gas Natural de Osinergmin desarrolla un programa de supervisión de las siguientes actividades de gas natural: Explotación y Producción (a través del MER), Procesamiento y Transporte, referidos a la verificación del cumplimiento de la normativa técnica y de seguridad, además de obligaciones contractuales.

A continuación se hace mención de la supervisión del avance de los principales proyectos de gas natural durante el periodo de enero- junio 2016.

# 1.1. Transporte de Gas Natural

# 1.1.1. Gasoducto de Derivación Principal Ayacucho

Este proyecto contempla la construcción de un gasoducto de derivación del Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural (STD-GN) de Camisea a Lima, hacia la Región Ayacucho (Huamanga); de 18.33 kilómetros de longitud y 14" de diámetro; incluye instalaciones de superficie, como

un *City Gate*, trampas lanzadoras y receptoras de herramientas de limpieza e inspección interna de las tuberías; así como válvulas de bloqueo y retención. Está a cargo de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A (TGP) con una inversión estimada inicialmente en US\$ 21.23 millones.

El gasoducto de derivación a Ayacucho tiene su inicio en el kilómetro progresiva, KP-277+026 del STD-GN, cerca de la Comunidad Campesina Pinao Yantapacha, en el distrito de Chiara, provincia de Huamanga, Región Ayacucho; y se extiende hasta las inmediaciones de la ciudad de Huamanga donde se



Figura 2: Vista panorámica de las obras concluidas en el punto de derivación hacia Ayacucho, del STD de GN de Camisea a Lima (Punto de Derivación)



ubica el correspondiente *City Gate*. Es de resaltar que este proyecto es importante para la masificación del uso del gas natural en las ciudades alto andinas, principalmente para la distribución de Gas Natural Vehicular (GNV).

La construcción del mencionado gasoducto se inició en abril 2015 y culminaría, según comunica la empresa, en setiembre del 2016. Los trabajos de construcción han presentado varios recesos temporales y estuvieron suspendidos entre enero y abril del 2016 por conflictos sociales con la comunidad de Uchuypampa. Por otro lado, las actividades de tendido del gasoducto y la construcción del City Gate han concluido y éste se encuentra inertizado, con gas nitrógeno, a la espera de la puesta en operación del gasoducto. Adicionalmente, para garantizar la integridad del gasoducto frente al clima y los riesgos geotécnicos, TGP ha realizado y culminado las obras de estabilización del Derecho de Vía (DdV), como la construcción de muros de gaviones, cortacorrientes, canales de drenaje, entre las principales.

Este proyecto se encuentra con un avance de 94%.



Fuente: Reporte de Supervisión de Osinergmin (a junio 2016)

# 1.1.2. Tercera ampliación de los sistemas de transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea

Antes de mencionar los siguientes proyectos, es necesario conocer acerca de las ampliaciones de la Capacidad del Sistema de Transporte de Gas Natural por ductos de Camisea al City Gate.

La primera ampliación consistió en la instalación de una Planta Compresora en la localidad de Chiquintirca, distrito de Anco, provincia de La Mar, departamento de Ayacucho; la construcción de la Primera Etapa de un Loop de 24" de diámetro paralelo al ducto de 18" de diámetro (Loop Costa I); y la interconexión del STD-GN de Camisea al City Gate, operado por la empresa TGP, con el Ducto Principal

de la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita, operado por la empresa Perú LNG. Esta ampliación permitió incrementar la capacidad del Sistema de Transporte de TGP, desde 310 hasta 530 MMPCD.

Para la segunda ampliación, se incrementó la capacidad hasta 655 **MMPCD** (tramo Planta Compresora Chiquintirca City Gate) y se consignó como capacidad actualizada del Sistema de Transporte de Gas Natural 1275 MMPCD (Tramo PS1 -Planta Compresora Chiquintirca), justificado por la adecuación de algunos parámetros operativos. Cabe precisar, que la diferencia

de 620 MMPCD es transportada por la empresa Perú LNG para la exportación en la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita.

Por último, la tercera ampliación comprende la instalación de una nueva Planta de Compresión en el kilómetro progresiva KP-127, en la localidad de Kepashiato; y la ampliación del Loop Costa del Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural (STD-GN) de Camisea a Lima. Estos 2 proyectos son los que se explicarán a continuación:

# 1.1.2.1. Proyecto Loop Costa II

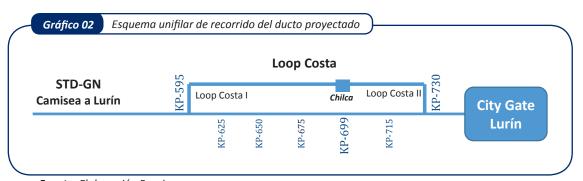
Este proyecto estuvo a cargo de la empresa Transportadora de Gas del Perú S. A. (TGP), y su inversión inicial estimada fue de US\$ 30 Millones, tiene su punto de inicio a la altura de la progresiva del KP-699+613 del

ducto existente del STD-GN de TGP, en la localidad de Chilca y finaliza en el KP-730+645 del ducto existente en el City Gate de Lurín. El Loop Costa brinda mayor capacidad de transporte, y esto permite asegurar el suministro de gas natural para la generación de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

La ampliación del Loop Costa consiste en la instalación de un ducto de 24" de diámetro, paralelo al ducto de 18" de diámetro del STD-GN inicial. El "Loop Costa II" tiene una interconexión con el "Loop Costa I" — cuyo inicio está en el KP-595 del STD-GN (donde hay una válvula de desviación) — en la estación Chilca, una válvula de bloqueo intermedia y termina en una trampa de recepción ubicada en el KP-730 (City Gate de Lurín — Lima); la cual a su vez se conecta

al ducto de 18" de diámetro, en el cabezal de ingreso de los filtros en este City Gate (El esquema de lo explicado se observa en el Gráfico 2). Además, en diversos tramos del mencionado ducto se construyeron derivaciones para suministrar GN a las centrales termoeléctricas, cabe precisar que dicho suministro se realiza mediante los dos ductos (18" y 24"), para asegurar el aprovisionamiento (Figuras 4 y 7).

La construcción del Loop Costa II, del STD – GN, ha finalizado en Abril del 2016, consolidando un único ducto de 24", paralelo al ducto de 18", desde el KP-595 al City Gate en Lurín (KP-730+645). A su vez; Osinergmin otorgó el Informe técnico favorable para el inicio de operaciones del Loop Costa II el 20 de abril, siendo puesto en marcha el 21 de abril de 2016.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 4: Vista de las obras concluidas en la derivación, a la llegada a la CT de Termochilca (Derecho de Vía).

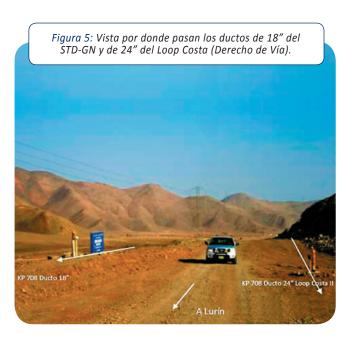


Figura 6: Vista de la llegada del Loop Costa II, al Scraper-R-2101 en el City Gate de Lurín.

Figura 7: Vista de las obras concluidas en la derivación, a la llegada a la CT de Duke Energy en Chilca. Válvulas de ingreso de GN de los ductos de 18" existente y 24" nuevo (Derecho de Vía).



# 1.1.2.2. Proyecto Planta Kepashiato

La tercera ampliación también comprende la instalación de una nueva planta de compresión ubicada en el kilómetro progresiva KP-127 del Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural (STD-GN) de Camisea a Lima, en la localidad de Kepashiato, del distrito de Echarate, provincia de la Convención, departamento de Cusco. Este proyecto estuvo a cargo de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), y su

inversión inicial estimada fue de US\$ 209 millones.

La planta compresora contempla la instalación de 3 turbo-compresores; y su puesta en marcha se realizó en dos etapas:

- Primera Etapa:
   Turbo Compresores A y B
- Segunda etapa:
   Turbo Compresor C

Respecto a los hitos principales Informe del proyecto, el Técnico Favorable para el inicio de operaciones de la planta compresora se otorgó el 22 de abril de 2016 para la primera etapa, y el 18 de mayo de 2016 para la segunda; por ello, actualmente la planta se encuentra en operación; permitiendo, conjuntamente con el Loop Costa-II, el incremento de la capacidad del STD-GN de 1,275 a 1,540 MMPCD.

Figura 8: Vista panorámica de la Planta Compresora con obras concluidas y en operación.



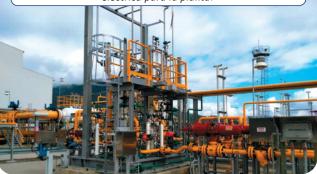
Figura 10: Vista de la Trampa Receptora de Raspatubos, de 32″φ



Figura 9: Tuberías y válvulas de bloqueo en la vinculación de la planta compresora con el STD-GN de Camisea a



Figura 11: Vista de los Skid de acondicionamiento y distribución de GN para el sistema de generación eléctrica para la planta.





Fuente: Reporte de Supervisión de Osinergmin (a junio 2016)

# 1.2. Gasoducto Sur Peruano

# 1.2.1. Resumen del Proyecto

El proyecto "Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano" (en adelante, Proyecto GSP) tiene por objetivos: garantizar la seguridad energética, al brindar redundancia a los actuales ductos de transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural localizados en la selva baja; suministrar Gas Natural al Nodo Energético del Sur; y promover la masificación del Gas Natural en el sur del país.

El Proyecto GSP contempla la construcción de los Tramos A1, A2 y B del Gasoducto Sur Peruano, y la realización de los estudios de ingeniería básica a nivel FEED<sup>2</sup> y la Línea Base Ambiental del Tramo C y de los Gasoductos Regionales. Cabe indicar que el Tramo B y el

Los datos generales de la concesión del Proyecto, de acuerdo a Proinversión, son los siguientes:

• Titular : Concesionario Gasoducto Sur Peruano

Transportadora de Gas (Concesionario GSP)

la construcción y US\$2,897 en Costos de OyM)

• Fecha de Adjudicación: 30.06.2014 (la firma de contrato fue el día 23.07.2014)

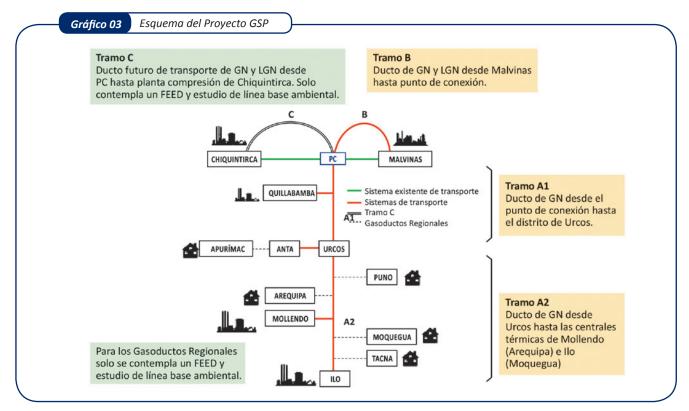
• Plazo de la concesión : 34 años, incluye 56 meses de construcción.

• Inversión estimada : US\$ 7,328 Millones (US\$ 4,431 de Inversión para

Tramo A1 del GSP conforman la Zona de Seguridad³, conjuntamente con los ductos de transporte de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN) operados actualmente por la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A, la longitud total del ducto de GN será de aproximadamente 941 Km, sin contar los ramales, y el ducto de LGN tendrá una longitud aproximada de 83.5 Km. A continuación se presenta el Gráfico 03, esquema que muestra el alcance del Proyecto GSP:

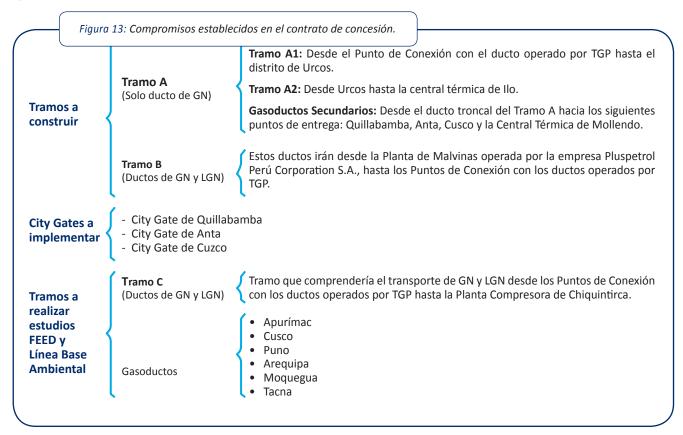
<sup>2.</sup> Estudio de Ingeniería y Diseño Especial (FEED, por sus siglas en inglés: Front End Engineering and Design).

<sup>3.</sup> El Contrato de Concesión del Proyecto GSP define la Zona de Seguridad como "el área geográfica dentro de la cual se desarrollan instalaciones de transporte mediante las cuales el Estado garantiza a la demanda nacional el aumento de la confiabilidad y disponibilidad en el suministro de Hidrocarburos..."



Fuente: Contrato de Concesión

Los compromisos establecidos en el contrato de concesión del Proyecto GSP están resumidos en la Figura 13, que se muestra:



Fuente: Elaboración Propia

En el Boletín del 2do semestre del 2015 se describe con precisión el Modelo de Supervisión utilizado para este proyecto, el cual ha venido siendo utilizado a la fecha para la supervisión.

# 1.2.2. Estado del cumplimiento de los hitos del proyecto GSP

El Contrato de Concesión del Proyecto GSP establece que el concesionario debe cumplir con los hitos de la ruta crítica del Cronograma de ejecución de Obras del Proyecto GSP a los 12, 24, 36 y 48 meses contados a partir de la Fecha de Cierre<sup>4</sup>.

Los hitos correspondientes a los 24 meses deben ser cumplidos el 23.07.2016<sup>5</sup>. El estado de avance de estos hitos al 26.06.2016, según lo reportado por el Concesionario, se presenta en la Tabla 2, que es la siguiente:

Tabla 2: Hitos Contractuales del Gasoducto Sur Peruano, a los 24 meses

HITOS DE AVANCE EN LA RUTA CRÍTICA - 24 meses	Avance programado al 23.07.2016	Avance al 26.06.2016
Avance en el Desfile de Tubería - Segmento 02 del Tramo B	85%	1.7%
Avance en la Bajada y Tapada - Segmento 03 del Tramo A1	80%	14.6%
Avance en el Desfile de Tubería - Gasoducto Secundario Quillabamba del Tramo A1	80%	14.1%
Avance en el Desfile de Tubería - Gasoducto Secundario Anta / Cusco del Tramo A1	75%	32.1%
Avance en la Apertura de Pista - Segmento 06 del Tramo A2	15%	0.0%

Fuente: Concesionario del GSP

De la tabla anterior, se aprecia que hay un retraso significativo respecto de los compromisos asumidos en el contrato, situación que ha sido comunicada oportunamente al Concedente (Minem), por parte de Osinergmin.

# 1.2.3. Restricción de las actividades de construcción

El 06.04.2016, mediante Carta N° 0056-2016-GSP-MEM-DT remitida a la DGH con copia al Osinergmin, el Concesionario del GSP comunicó lo siguiente:

- ✓ No se ha podido verificar el Cierre Financiero, por lo cual el Cronograma de Ejecución de Obras del Proyecto está en revisión.
- ✓ Como consecuencia de lo anterior, las actividades constructivas se han concentrado en el Tramo B.
- ✓ El Concesionario remitirá el 23.07.2016 el Cronograma de Ejecución de Obras revisado para la aprobación de la DGH, en concordancia con lo

dispuesto en la cláusula 3.2.2 del Contrato de Concesión.

En consideración a esta situación, la supervisión de Osinergmin ha reprogramado la frecuencia de visitas, priorizando la supervisión de las actividades en el Tramo B y la verificación de las actividades de mantenimiento de las obras paralizadas en el Tramo A1.

En este periodo, la supervisión ha verificado lo siguiente:

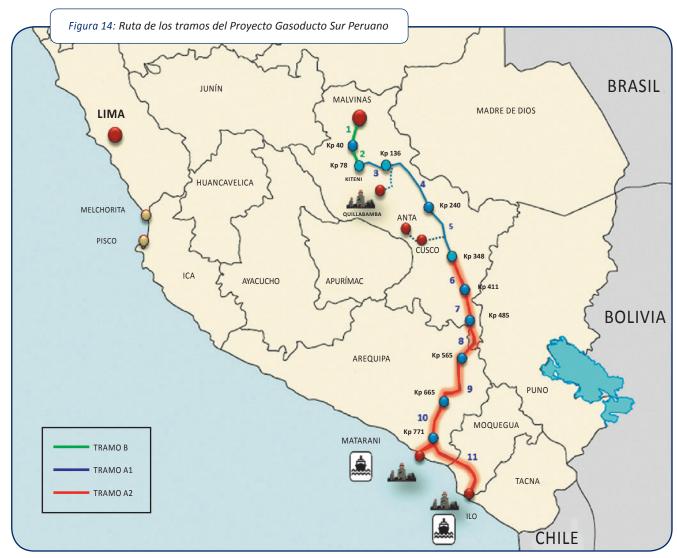
✓ Segmento 1: Continúa la ejecución de las actividades constructivas (soldadura, zanjado, bajada de tuberías y tapado, entre otras)

- ✓ Segmento 2: Actividades constructivas restringidas a la apertura de pista.
- Segmentos 3, 4 y 5: Se ha paralizado las actividades constructivas.
- Gasoductos secundarios a Quillabamba y Anta-Cusco: Se ha paralizado las actividades constructivas.

Cabe señalar que en los segmentos 6, 7, 8, 9, 10 y 11 del Tramo A2 no se han iniciado las actividades constructivas. A continuación se presenta el siguiente mapa (Figura 14), donde se puede apreciar la división de los tramos del Proyecto GSP en segmentos, así como los gasoductos secundarios:

<sup>4.</sup> La fecha de cierre del contrato es el 23.07.2014.

<sup>5.</sup> Los hitos expuestos deben cumplirse a los 24 meses desde la fecha de cierre del contrato (23.07.2014).



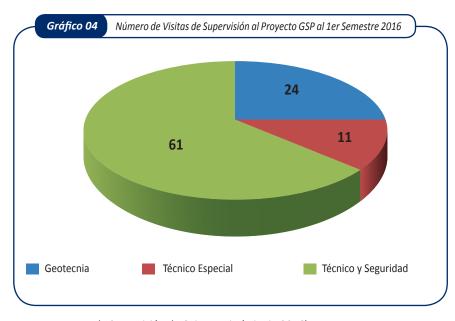
Fuente: Concesionario del GSP

# 1.2.4. Resultados de la Supervisión

# • VISITAS DE SUPERVISIÓN

A junio de 2016, Osinergmin ha realizado 96 visitas de supervisión al Proyecto GSP, desde que se inició, de las cuales 24 han sido referidas al aspecto Técnico-Geotécnico, 61 al aspecto Técnico y Seguridad y 11 al aspecto Técnico Especial (Gráfico 04).

Cabe precisar que la supervisión del Proyecto GSP se inició en enero de 2015.

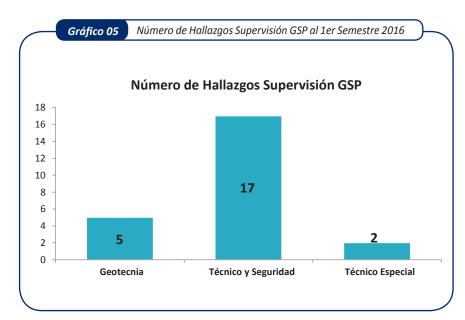


Fuente: Reporte de Supervisión de Osinergmin (a junio 2016)

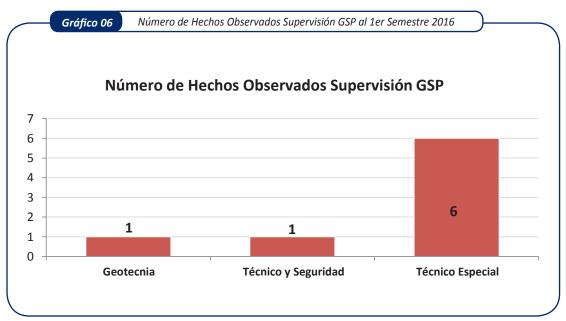
# • DETECCIÓN DE HALLAZGOS Y HECHOS OBSERVADOS

En las visitas de supervisión se ha identificado 24 hallazgos<sup>6</sup>, 5 del aspecto Geotécnico, 17 del aspecto Técnico y de Seguridad y 2 del aspecto Técnico Especial (Gráfico 05).

Asimismo, se ha identificado 8 hechos observados<sup>7</sup> como resultado de las visitas de supervisión, 1 del aspecto Geotécnico, 1 del aspecto Técnico y de Seguridad y 6 del aspecto Técnico Especial (Gráfico 06).



Fuente: Reporte de Supervisión de Osinergmin (a junio 2016)



Fuente: Reporte de Supervisión de Osinergmin (a junio 2016)

# 1.3. Supervisión de Contratos:

Acorde con el nuevo Reglamento de Organización y Funciones (ROF) de Osinergmin, en el artículo N°41 se estableció que las siguientes actividades corresponden a la

supervisión de los contratos: "Supervisar el cumplimiento de los contratos derivados de los procesos de promoción de la inversión privada, relacionados a las actividades de gas natural, bajo el ámbito de competencia de Osinergmin".

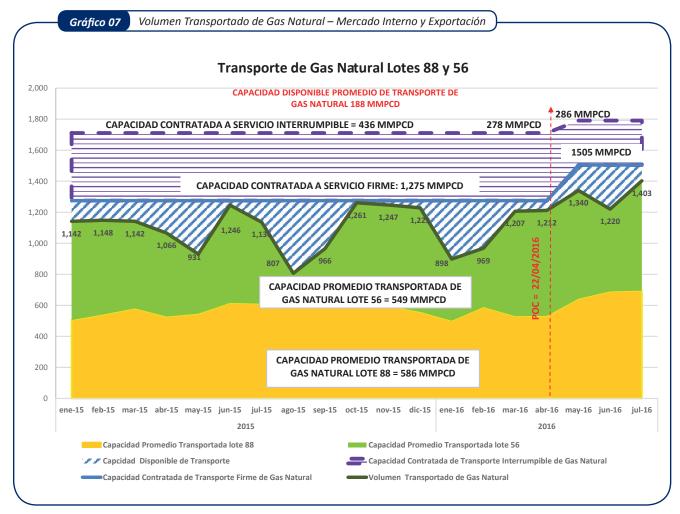
<sup>6.</sup> Hallazgo: Hecho detectado en campo que potencialmente podría constituir un incumplimiento a una norma específica.

<sup>7.</sup> Hecho Observado: Es un incumplimiento a la norma y Reglamentos competencia de Osinergmin que es comprobado por el supervisor.

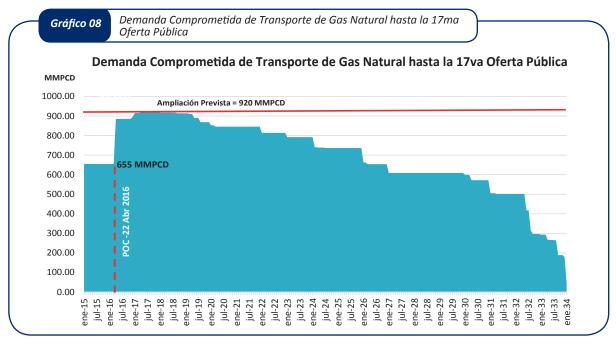
# 1.3.1. Ampliación de Capacidad del Sistema de Transporte y la Décimo Séptima Oferta Pública de Capacidad de Transporte de Gas Natural.

La capacidad total del Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate de Lurín, en el periodo comprendido entre enero de 2015 a marzo de 2016 fue de 1275 MMPCD, a partir del 22 de abril de 2016 se incrementó hasta 1505 MMPCD debido a la Ampliación Prevista del Sistema de Transporte de Gas Natural, esta nueva capacidad fue otorgada en su totalidad en la décimo séptima Oferta Pública de Capacidad de Transporte de Gas Natural (10/11/2015).

Como podemos apreciar en el gráfico 07, el volumen promedio transportado de gas natural desde enero de 2015 a marzo de 2016 fue de 1135 MMPCD, correspondiendo 586 MMPCD para el mercado interno (Lote 88) y 549 MMPCD para la exportación (Lote 56); por lo que, existe una capacidad remanente de transporte que ha sido contratada y no utilizada de 188 MMPCD, debido a ineficiencias en la oferta de transporte de gas natural, como la falta de un mercado secundario que permita las transacciones de estos remanentes, con un administrador de mercado que planifique el crecimiento del sistema de transporte evitando desbalances, centralizando la información transaccional y operativa del mercado en forma transparente para todos los agentes del mercado y que podría ser contratada por usuarios que lo necesiten o por nuevos potenciales consumidores. Asimismo, observa que la capacidad contratada a servicio interrumpible en los periodos mencionados disminuyó de 436 MMPCD a 286 MMPCD, esto debido a que han entrado en vigencia los contratos a Firme suscritos en las Ofertas Públicas.



Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Elaboración Propia

La Capacidad de Transporte comprometida, para el mercado interno o nacional, hasta la décima séptima oferta Pública se puede apreciar en el gráfico 08:

Se puede observar que a diciembre de 2017, se tiene contratada hasta la máxima Capacidad del Sistema de Transporte (920 MMPCD), a partir de esta fecha se van liberando las capacidades, por lo que el Concesionario de Transporte deberá realizar una Licitación Pública de la Capacidad Disponible.

# 1.4. Supervisión de Eficiencia de Recuperación Máxima (MER) de los Yacimientos de Gas Natural – Lote 88

La Eficiencia de Recuperación Máxima (MER), es la Producción que permite alcanzar la máxima recuperación técnico-económica de un yacimiento, de conformidad con las prácticas aceptadas internacionalmente por la industria

del Petróleo. Toma en consideración los principios de Gerenciamiento de Reservorios y un manejo adecuado de las Reservas de Hidrocarburos.

La División de Supervisión de Gas Natural viene supervisando el cumplimiento del MER. Como resultado de ello, durante el mes de mayo y junio del 2016 se han culminado las evaluaciones a los Yacimientos San Martín y Cashiriari, respectivamente.



# 2.1. Estadísticas de Explotación y Producción de GN

# Reservas Gas Natural y Líquidos de Gas Natural

Los siguientes gráficos (N° 09, 10) y tablas (N° 03, 04) muestran estadística relevante de la industria de Gas Natural en su etapa de Exploración y Explotación (Estudios Sísmicos, Reservas, Perforación) y la Producción de Gas Natural y líquidos de Gas Natural.

Las reservas Probadas de Gas Natural al 31 Diciembre del 2015 se estiman en 14.09TCF, lo cual representa una ligera disminución (0.54TCF) con respecto al 31 Diciembre 2014. Esta disminución de 3.69% (539BCF) es

debido a la producción durante el año 2015 (441 BCF).

Se estima que las Reservas Probadas de gas podrían incrementarse en los próximos años debido a la declaración comercial de las reservas del lote 58.

Las reservas Probables de Gas Natural al 31 de Diciembre del 2015, a nivel país, se han estimado en 3.825 BCF (3.83 TCF), que comparadas al 31 Diciembre del 2014 (6.46 TCF) se observa una disminución de 40.7% (2.62 TCF) Las reservas Posibles de Gas Natural al 31 de Diciembre del 2015, a nivel país, se han estimado en 1.971 BCF (1.97 TCF), que comparadas al año 2014 (4.83 TCF) disminuyeron en 59.2% (2.86 TCF)

La disminución en las reservas probables y posibles del año 2015 en comparación a las del 2014, corresponde principalmente a la revisión de los estimados del Lote 88; asimismo, de los lotes Z-1, XIII y 56.

Tabla 3: Reservas Probadas, Probables y Posibles del Gas Natural (BCF)

Año	Probadas	Probables	Posibles
2014	14,626	6,445	4,830
2015	14,086	3,825	1,971
Variación	-539	-2,620	-2,859
% Variación	-3.69%	-40.66%	-59.20%

Fuente: Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos al 31 diciembre 2015 – Minem

Tabla 4: Reservas y Recursos de Gas Natural (MSTB)

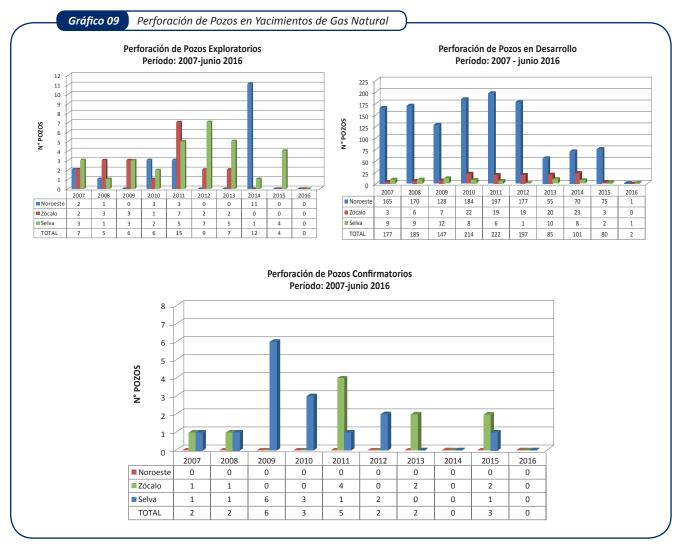
Año	Probadas	Probables	Posibles	Contingente	Prospectivo
2014	727,165	289,436	248,713	129,641	3,206,844
2015	714,185	173,003	100,282	217,954	2,633,817
Variación	-12,980	-116,433	-148,431	88,313	-573,027
% Variación	-1.79%	-40.23%	-59.68%	68.12%	-17.87%

Fuente: Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos al 31 diciembre 2015 – Minem

Las reservas Probadas de LGN al 31 de Diciembre del 2015, disminuyeron debido a la producción del año 2015 (33,360

MSTB), a la revisión de la relación LGN y Gas Natural y por la reestimación de las mismas. En el caso de las reservas probables y posibles disminuyeron debido a la disminución de las reservas de gas natural, por la revisión de la relación de los LGN y Gas Natural.

### Perforación de Pozos en Yacimientos de Gas Natural



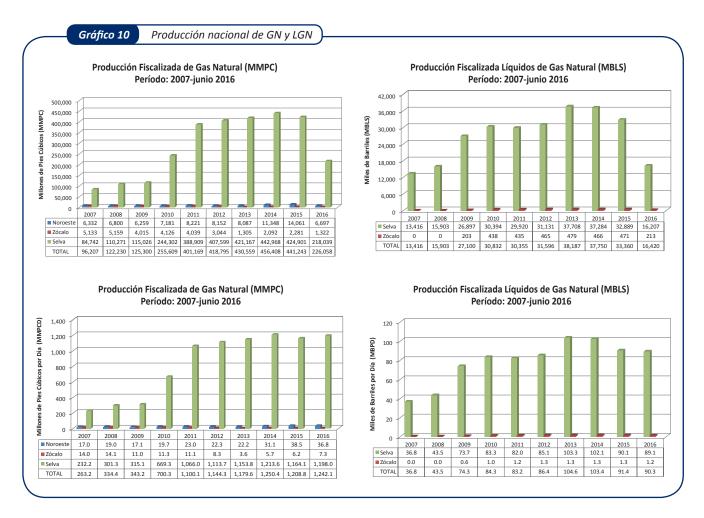
Fuente: Boletines estadísticos de PERUPETRO (portal web)

Se muestra en el gráfico 09 una disminución en las actividades de perforación de pozos exploratorios, confirmatorios y de desarrollo del año 2016 respecto a los años anteriores 2007-2015 debido entre otros a: la caída brusca del precio internacional de los hidrocarburos

y disminución y paralización de proyectos de inversión en trabajos de perforación y trabajos de workover, pulling y swab.

# Producción de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural

Se muestra en el gráfico 10 un aumento en la producción de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural, a nivel nacional, desde el año 2007 originado principalmente por la explotación de los pozos ubicados en la selva peruana. Respecto a la producción diaria de gas natural se muestra que estas mantienen un promedio constante desde el año 2013 al 2016; Sin embargo los líquidos de gas natural equivalentes muestran una disminución en el mismo periodo, los cuales son materia de revisión por el Osinergmin.



Fuente: Boletines estadísticos de PERUPETRO (portal web)

# 2.2. Indicadores de Eficiencia en Manejo de Reservas

Se han esbozado un grupo de indicadores o métricas, que permitirán no solo evaluar la gestión técnica de las Operadoras en los reservorios de gas y gas condensado, sino también, realizar un benchmarking entre operadores, agencias gubernamentales y empresas estatales a nivel mundial.

# 2.2.1. Indicadores de Impacto

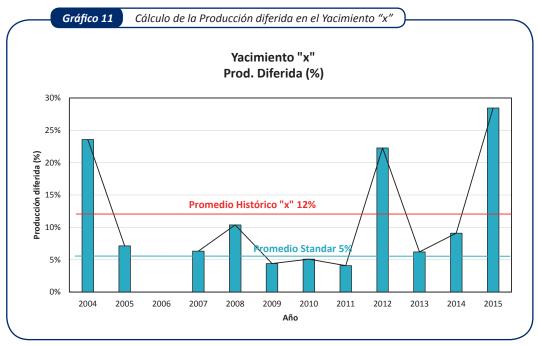
Dentro de los indicadores de impacto, que muestran los resultados de la gestión técnica operativa, se han considerado el Índice de Restitución de las Reservas Probadas, así como el Índice de la Producción Diferida. Ambos además podrán ser usados como "Benchmarking" para evaluar la gestión entre operadores de reservorios similares, así como la eficacia de las entidades gubernamentales en la supervisión del MER.

# 2.2.1.1. Índice de Reducción de la Producción Diferida

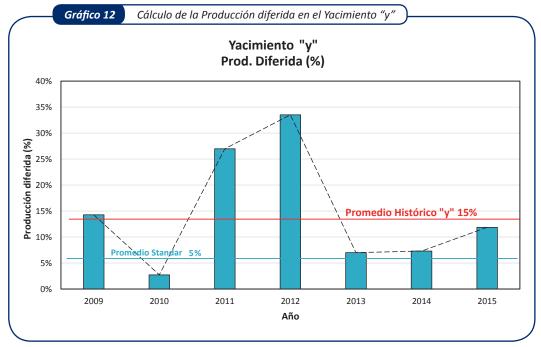
La producción diferida mide la variación de la producción real y estimada de un pozo o reservorio, en un periodo de evaluación (podría ser mensual o anual). El resultado de este indicador muestra que tan eficiente y eficaz ha sido el operador en atender el mantenimiento y problemas operativos de sus pozos, ductos o facilidades de superficie. Los gráficos N° 11 y 12 muestran la evolución histórica de la producción diferida de gas de los Yacimientos "x" & "y", a manera de ejemplo para varios años.

Ecuación 1: Índice de Producción Diferida

ÍNDICE DE PRODUCCIÓN DIFERIDA =  $\frac{\triangle Producción}{Prod. Estimada} \times 100\%$ 



Fuente: Elaboración Propia



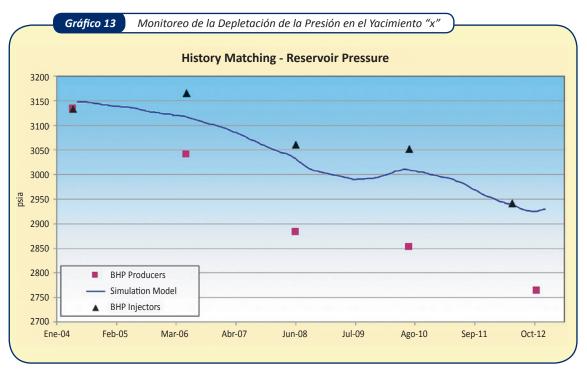
Fuente: Elaboración Propia

# 2.2.2. Indicadores de Gestión

Los indicadores de gestión del MER permitirán evaluar la eficiencia en el manejo de los recursos hidrocarburíferos, y todas las estrategias de desarrollo orientadas a maximizar el EUR, por reservorio, pozo y yacimiento. Dentro de los indicadores de gestión técnica – operativa para los yacimientos de gas y gas natural se tienen los siguientes:

# 2.2.2.1. Índice de Depletación de Reservorios / Yacimientos

Se refiere al monitoreo del grado de reducción de la presión de reservorio por unidad de volumen extraído de hidrocarburos, en cada periodo de evaluación, lo que se muestra a manera de ejemplo en el Gráfico 13.

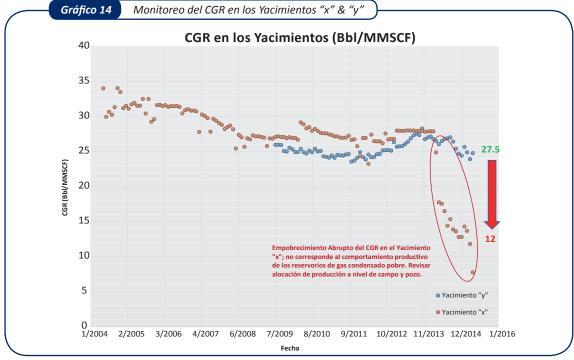


Fuente: Elaboración Propia

# 2.2.2.2. Índice de Empobrecimiento de los Reservorios / Yacimientos de Gas

Se refiere al monitoreo del grado de reducción del LGR (Bbl/MMSCF) y/o CGR (Bbl/MMSCF) en cada ejercicio mensual de fiscalización de la producción.

Este indicador permitirá evaluar si el nivel de empobrecimiento de los yacimientos de gas condensado está acorde con una explotación racional de los reservorios. En el gráfico N° 14 se muestra, a manera de ejemplo, el monitoreo del indicador Empobrecimiento de los Reservorios / Yacimientos de Gas.

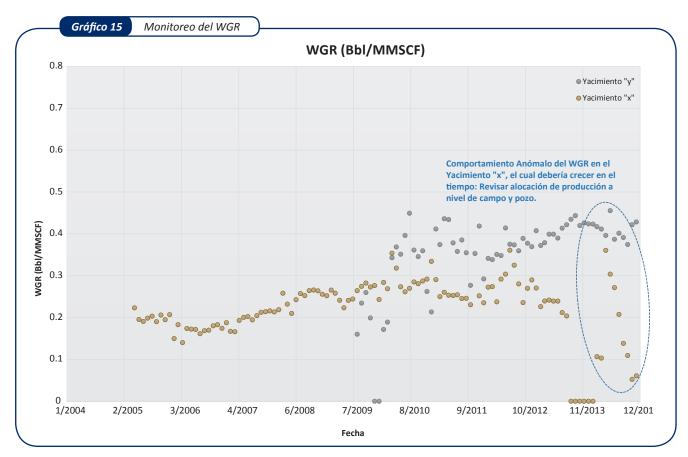


Fuente: Elaboración Propia

# 2.2.2.3. Índice de Irrupción de los Yacimientos de Gas

Se refiere al monitoreo del incremento del WGR (Bbl/MMSCF) en cada ejercicio mensual de fiscalización de la producción.

Este indicador permitirá evaluar si existe producción de agua de formación o un acuífero adyacente. En el gráfico N° 15 se muestra, a manera de ejemplo, el monitoreo del índice de irrupción de los Yacimientos de Gas:



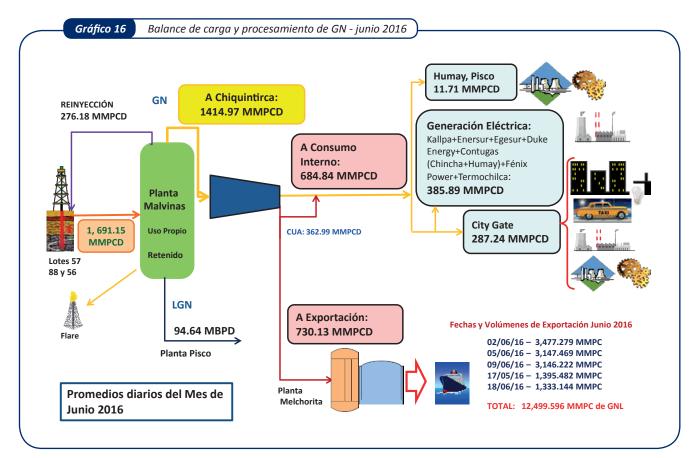
Fuente: Elaboración Propia

# 2.3. Estadísticas de Producción y Procesamiento

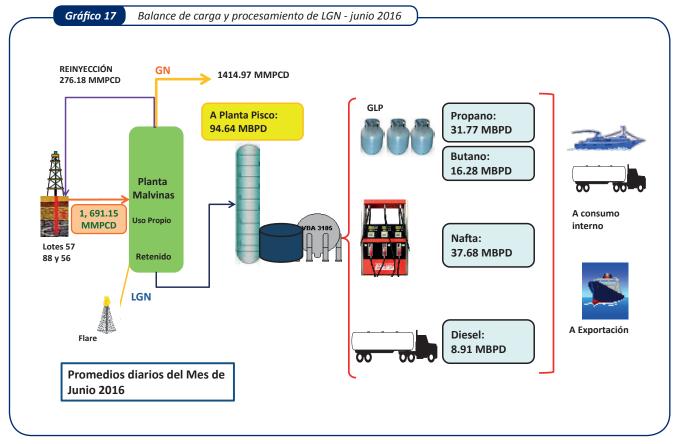
La producción se realiza a través de los pozos productores ubicados en los Lotes 88, 56 y 57, la cual es transportada mediante Flowlines hasta la Planta de Malvinas. Una vez se encuentre en la Planta, se realiza el proceso de separación, donde se obtiene Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN). El Gas Natural obtenido se transporta hasta Chiquintirca, donde se dividen los volúmenes: uno para consumo

interno (Ducto TGP) y otro para exportación (Ducto Perú LNG).

El volumen transportado para Consumo Interno, se reparte a Humay (Ica), las Centrales Termoeléctricas y al City Gate (Lurín). Por otro lado, el volumen para destinado para exportación, tiene como destino la Planta Melchorita, donde se realiza el proceso de licuefacción. El ducto de Líquidos de Gas Natural tiene como destino la Planta de Fraccionamiento de Pisco, donde se obtienen los siguientes productos: Propano y Butano (GLP), Nafta y Diesel. En los gráficos 16 y 17 se muestran los Balances de Carga y Procesamiento de GN y LGN, respectivamente, que muestran lo descrito anteriormente.



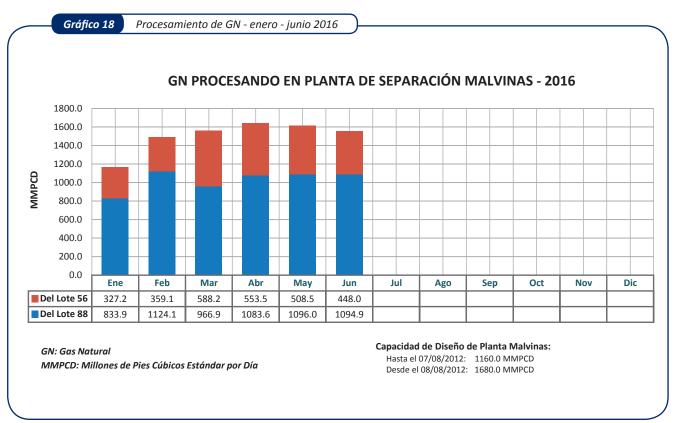
Fuente: Elaboración Propia



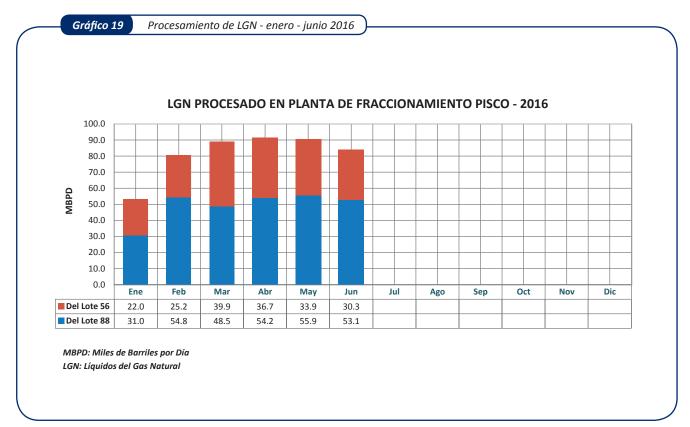
Fuente: Elaboración Propia

A continuación, en el Gráfico N° 18, se muestra el volumen promedio diario de gas natural procesado en la planta de separación de Malvinas de enero - junio de 2016.

Se muestra también los volúmenes promedio diarios de líquidos de gas natural procesados en la planta de fraccionamiento de Pisco durante el período enero - junio de 2016 (Gráfico N° 19).



Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Elaboración Propia

# 2.4. Estadísticas de Transporte

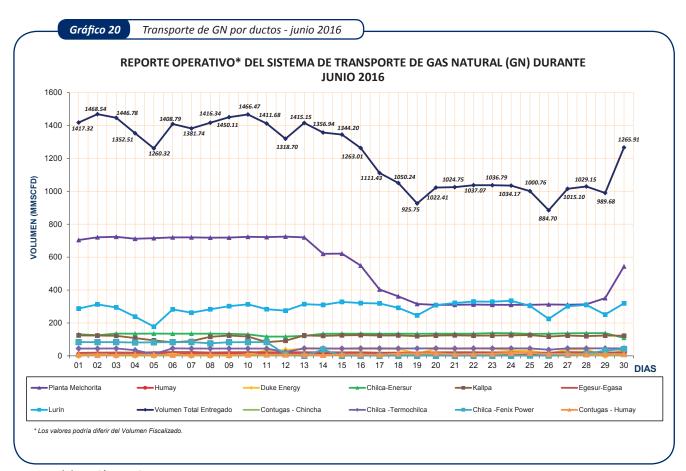
Respecto al Sistema de Transporte de Gas Natural, la concesión está a cargo de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP). El ducto que transporta Gas Natural (GN), está constituido por un gasoducto de aproximadamente 729 km, que se inicia en la cuenca Amazónica del río Malvinas, en el distrito de Echarate, provincia de La Convención, departamento de Cusco, atraviesa la Cordillera de

los Andes y llega a las costas del Océano Pacífico; finalizando en el Punto de Entrega, ubicado en Lurín.

Además del ducto de TGP, existe otro ducto, que se ubica entre Chiquintirca – Ayacucho y la Planta de Licuefacción Melchorita, su longitud es de aproximadamente 408.1 km y su titular es la empresa Perú LNG. La finalidad de este ducto es suministrar Gas Natural

a la Planta Melchorita, donde se realiza el proceso de licuefacción, para su posterior exportación.

A continuación, en el Gráfico N° 20, se presenta el Reporte Operativo del mes de junio, donde se muestra el volumen promedio diario que se suministra al City Gate (Lurín), Planta Melchorita, Humay (Ica) y a las diversas Centrales Termoeléctricas, que se presentan a continuación.



Fuente: Elaboración Propia

Del 15 al 29 de Junio de 2016, la producción de GN se redujo debido a:

- A que TGP realiza trabajos de mantenimiento e inspección interna de los ductos de GN y LGN, mediante el pasaje
- de raspatubos de limpieza e instrumentados.
- Y, por problemas de oleaje anormal que han producido el cierre de los puertos en Ica, ocasionando que la producción de GN en Malvinas disminuya, por los altos inventarios de Gas

Natural Licuado (GNL) en la Planta Melchorita que afecta las operaciones normales del sistema de transporte de GN de Malvinas a Lima.

El suministro de GN para el mercado interno no se ha visto afectado.

# Acontecimientos del Primer Semestre 2016



# 3.1. Implementación del Proyecto EPC-28, Mejoramiento del Sistema de Despacho GLP en Planta Fraccionamiento Pisco

Para el día 20 de julio del 2016, en la Planta de Pisco - Pluspetrol se desarrollará el proyecto de mejoramiento del sistema despacho de GLP, con la finalidad de optimizar sus operaciones de despacho y de mantenimiento en el Sistema de Despacho. El alcance de este proyecto implica el aumento de la capacidad de bombeo del Propano con la instalación de una bomba de mayor caudal de 350gpm(actual) a 700gpm en la zona de almacenamiento, adicionalmente el proyecto incluye el tendido de una línea de 8" desde el punto de descarga de la

Bomba hacia las islas de despacho aproximadamente de 500m de longitud; en la zona de carga (islas de despacho) esta línea de 8" de Propano se interconectará con la línea de 4" de Butano en los tres brazos de carga; el proyecto incluye también a todo el sistema eléctrico, de control e instrumentación; con lo que se lograría disminuir el tiempo de despacho de propano. Las antiguas y actuales bombas de carga de propano, servirían para la operación de recirculación (Ver Figura N° 16). Las nuevas bombas tendrán mayores diámetros de succión y descarga, lo que implica reemplazar las actuales tuberías de succión y descarga en el sistema de despacho, con mayores diámetros (Ver Figuras N° 17, 18).

Con esta ampliación se incrementará la atención de camiones cisternas para GLP en aproximadamente 30%, es decir, unos 15 camiones cisternas adicionales a las actuales 45 cisternas, esta estimación se deriva del menor tiempo incurrido en el despacho de propano. Asimismo, Pluspetrol lograría mayores ventanas para el mantenimiento del sistema de despacho.









Planta, la cual ocurrirá del día 20 al 23 Julio de 2016, que será necesaria para realizar las interconexiones con la línea de 4" (butano) existente, que incluye el montaje de todos los spools y la instalación de nuevas válvulas de control. Posteriormente, se procederá con todas las conexiones eléctricas y de instrumentación, enlaces de PLC, pruebas de comunicación, así como todo el protocolo de pruebas del sistema de despacho antes de su operación.

Se ha programado una Parada de

Mediante supervisión de campo Osinergmin verificará el restablecimiento del sistema de despacho en Planta Pisco de camiones cisternas, donde comprobará el desarrollo de las actividades de acuerdo a lo programado.

Fuente: Reporte de Supervisión de Osinergmin

# 3.2. Incidente de fuga de líquidos de gas natural en ducto de 14" Ø, a la altura del KP-56+565 del STD-LGN de TGP

El día 19 de enero del 2016 se registró una fuga de Líquidos de Gas Natural (LGN), en el Sistema de Transporte por Ductos (STD) de LGN de Camisea a Lima, operado por la empresa Transportadora de Gas del Perú S. A. (TGP).

A partir de la evaluación de los parámetros operativos de Sala de Control de TGP, a las 4:43 am del día 19 de enero de 2016, se procedió a realizar el paro preventivo del STD de LGN de Camisea a la Costa a fin de evaluar la posible fuga de LGN; al mismo tiempo, TGP ordenó que el personal de campo realice un patrullaje de emergencia en las áreas probables de la fuga. De esta manera TGP confirmó la rotura del ducto de LGN (14"φ) a la altura del kilómetro progresiva KP-56+565;

en el Distrito de Echarate, provincia La Convención, departamento de Cusco; esta área se caracteriza por sus pendientes pronunciadas con vegetación y tener un clima tropical con lluvias durante todo el año. Como parte de la reparación del ducto de LGN la empresa TGP habilitó, temporalmente, un *By Pass* de 10" de diámetro (φ), para mantener el servicio de transporte de LGN durante la reparación del ducto. El día 02 de febrero, a las 6 am se restituyó el servicio de transporte de LGN.

TGP, del día 04 al 08 de marzo, realizó los trabajos de reparación definitiva de la tubería fallada de 14" φ v se restablecieron las condiciones normales del servicio aproximadamente a las 18:10 hrs. del día 08 de marzo de 2016. Inmediatamente, la empresa TGP inició los trabajos de restauración del DdV y las obras geotécnicas en la zona donde ocurrió la falla: protección de taludes, instalación de cortacorrientes, construcción de canales, barreras de retención de sedimento, instalación de trinchos, entre otros; sin embargo, dadas las condiciones del terreno en donde ocurrió el evento y a efectos de contar con elementos que permitan minimizar los impactos de nuevas fallas, TGP instaló una válvula de bloqueo y otra de retención en la zona afectada.

La investigación de las causas de la ruptura, por parte de la empresa, está próxima a concluirse, lo que determinará las acciones correctivas finales para prevenir y evitar nuevos incidentes en la zona. A su vez, Osinergmin supervisa de manera permanente las acciones de TGP, con visitas de campo al área donde ocurrió la falla.

En las figuras N° 19, 20, 21 y 22 se muestran detalles de la zona donde se produjo la falla y los trabajos de reparación.

# Figura 19: KP-56+565.- Vista de personal de TGP realizando trabajos de contención y recuperación de los Líquidos de Gas Natural (LGN), en la quebrada Igoritoshiani. (22.01.2016)

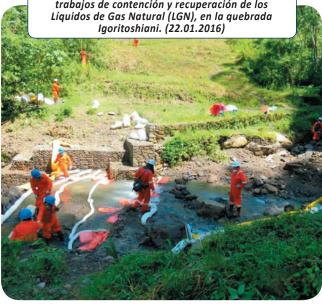


Figura 20: KP-56+565.- Vista Panorámica del tramo donde se produjo la falla. Se aprecia el By Pass de 10" y la tubería por donde normalmente se transporta LGN. (07.04.2016)

Figura 21: KP-56+565.- Vista de las actividades de soldeo de tubos de 10" para la habilitación del By Pass temporal. (27.01.2016)quebrada Igoritoshiani. (22.01.2016)





Figura 22:

Fuente: Reporte de Supervisión de Osinergmin



# Mejora de la Supervisión, Capacitación y Entrenamiento

# 4.1. Uso de Drones para la Supervisión

En este periodo se realizó el servicio de "Levantamiento Topográfico, Ortofotografía y Modelado 3D del Derecho de Vía del Gasoducto Sur Peruano con fines de Control de la Supervisión".

Este servicio fue un piloto para la utilización de aeronaves pilotadas

a distancia (drones) como soporte a la supervisión del GSP, los tramos inspeccionados fueron los siguientes:

- Desde el KP 129 hasta el 136 del Segmento 03 (Tramo A1)
- Desde el KP 0 al 8 del Gasoducto Secundario Quillabamba (Tramo A1).

En las Figuras N° 23 y 24 se muestran las ortofotografías de dichos tramos.





Fuente: Reporte de Supervisión de Osinergmin

Cabe indicar que los resultados del servicio fueron satisfactorios. Osinergmin se encuentra evaluando que la supervisión asistida con drones se extienda a toda la traza del GSP.

# 4.2. Herramienta para la proyección de demanda energética – MAED

En el año 2009, se suscribió el convenio entre Osinergmin y el Instituto Peruano de Energía Nuclear IPEN: "Convenio de Cooperación Interinstitucional entre el Osinergmin e IPEN" el cual sigue vigente. En la actualidad, se viene ejecutando el Proyecto Titulado: "Apoyo a la elaboración de

Planes Nacionales de Energía con el fin de satisfacer las necesidades energéticas en los países de la región, haciendo un uso eficaz de los recursos energéticos a mediano y largo plazo" (ARCAL CXLIII), el cual es financiado por el Organismo Internacional de Energía Atómica OIEA para el

bienio 2016- 2017, el mismo que incluye capacitación presencial y virtual en el manejo y uso de los modelos computacionales del OIEA para realizar estudios de Planeamiento Energético, Eléctrico y conservación del medio ambiente del OIEA.

En virtud a ello, se llevó a cabo el "Curso Regional de Capacitación sobre Análisis de Demanda de Energía, usando el modelo MAED"8, del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), del 18 al 29 de abril, en la ciudad de Panamá. Por Osinergmin participaron el Ing. Luis Alberto Aguirre Pesantes (División de Supervisión de Gas Natural) y el Ing. Edward Olver Rebaza Castro (División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos). Este curso ayudó al aprendizaje del uso de la herramienta de MAED, en su nueva versión, permitiendo la identificación de los datos y estructuración para el registro de la información en el programa, lo que servirá de base para la proyección de la demanda nacional, en sus diversos escenarios hasta el 2040.

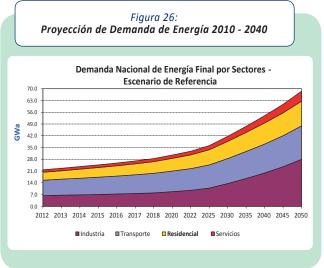
El curso consistió en el dictado de conferencias generales sobre el desarrollo energético sostenible y sobre enfoques analíticos para el análisis de la demanda de energía y la planificación energética; conferencias especializadas sobre la metodología del modelo MAED,

organizar y preparar los datos de entrada para el modelo, la construcción de escenarios alternativos y la interpretación de los resultados del modelo; cabe destacar que se realizaron sesiones de trabajo para la formación práctica en el uso del MAED. El curso fue desarrollado con sesiones de trabajo en dos turnos. En la mañana, conferencias de diversos temas y en la tarde talleres de aplicación práctica para el uso y manejo del modelo MAED. Se contó con la participación de diversos países de Latinoamérica y El Caribe, con un aproximado de 40 personas, incluidos conferencistas y personal de apoyo de la Secretaría de Energía de Panamá, anfitrión del evento.

En el año 2013, se realizó el Estudio Proyección de la Demanda/ de Energía Nacional para el periodo 2010 – 2040, utilizando el Modelo de Análisis de la Demanda de Energía (MAED), en conjunto con IPEN y Minem. De dicho estudio se obtuvo que en dicho período, se incrementará la demanda de energía de 21 GWa en el año 2010 a 63 GWa en el año 2040, lo cual corresponde a 47.3684 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) ó 1.9819 millones de TJ. Se observó además, que al año 2040 se incrementaría en dos veces (42 GWa) el consumo de energía del año 2010, lo cual significa que anualmente se debe producir en promedio 1.4 GWa y cada 10 años se debe producir aproximadamente 14 GWa. En la Figura N° 26 se muestra la Demanda Nacional de Energía Final por Sectores (Industria, Transporte, Residencial y de Servicios) para el período 2010 – 2040.

Para fines del 2016, se tiene previsto actualizar dicho informe, utilizando como base información del Balance Energético preparado por el Minem, trabajo que será desarrollado en conjunto con el Instituto Peruano de Energía Nuclear.





**Fuente:** "Estudio Proyección de la Demanda de Energía Nacional para el periodo 2010 – 2040" (2013)

<sup>8</sup> Model for Analysis of the Energy Demand MAED, es un modelo de simulación aplicable para el análisis a largo plazo, se basa en el enfoque de escenario "bottom up", el cual fue diseñado para reflejar cambios estructurales en la demanda de energía, mediante un análisis detallado de factores sociales, económicos y tecnológicos.



# 5.1. Proyecto normativo para entrega de información en tiempo real, como soporte de supervisión de operación de instalaciones de Plantas y Ductos

En la División de Supervisión de Gas Natural se está desarrollando una iniciativa, que abarca la implementación de una conexión y captura de datos relevantes del SCADA de las empresas de Producción, Procesamiento y Transporte de Gas Natural, así como inventarios de GLP, para ser utilizado por el sistema SCADA de Osinergmin.

Como parte de esta iniciativa, surge la necesidad de contar con una normativa que establezca disposiciones para la entrega de información en tiempo real de los sistemas de recolección de datos de las empresas de explotación, procesamiento y transporte por ductos de gas natural, a fin de verificar que sus actividades se desarrollen de acuerdo a los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.

Por ello, el día 23 de junio de 2016, se publicó en El Peruano la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 158-2016-OS/CD, que aprueba el proyecto de "Norma que establece disposiciones para la entrega de información en tiempo real de las empresas supervisadas de la Industria del Gas Natural", otorgando un plazo de 15 días calendarios para recibir comentarios.

# 5.2. Proyecto de Procedimiento para el Sistema de Integridad de Ductos

Sehadesarrolladoel "Procedimiento de entrega de información sobre el sistema de integridad de ductos de transporte de hidrocarburos" el cual tiene por objetivo establecer un procedimiento que determine los plazos, formas y medios de entrega de información, reportes y documentos que deben ser presentados a Osinergmin para la supervisión del Sistema de Integridad de Ductos (SID). El SID tiene por objetivo que los ductos no presenten fallas, para lo cual se debe gestionar de una manera eficaz los riesgos que pueden afectar la integridad de los ductos.

El alcance de este procedimiento comprende a los ductos de transporte de gas natural e hidrocarburos líquidos, conforme a lo señalado en el Anexo 2 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

En el procedimiento se dispone que los operadores presenten los siguientes documentos, según el contenido dispuesto por Osinergmin:

Manual de Integridad

- Reporte de Actividades del SID a Desarrollar (que se presentará en noviembre de cada año, e indica las actividades del SID que se realizarán en el siguiente año).
- Informe de Resultados del SID (que se presentará en marzo de cada año, e indicará los resultados del SID del año anterior).

El procedimiento mencionado se encuentra en etapa de revisión, para su aprobación y posterior publicación, la cual está programada para el trimestre julioseptiembre 2016.

# 5.3. Proyecto de Procedimiento de supervisión de contratos DSGN/DSE

A junio de 2016 se ha elaborado un proyecto del "Procedimiento de Supervisión de Contratos", la cual se va a presentar a consejo Directivo para su aprobación. Este procedimiento tiene por objetivo establecer un procedimiento para la supervisión del cumplimiento de las obligaciones materia de de competencia Osinergmin, contenidas en los Contratos de Concesión, **Autorizaciones** Contratos de Compromisos de Inversión en el subsector eléctrico; así como Contratos de Concesión en las actividades de gas natural.

El proyecto de procedimiento es de aplicación para:

- Subsector Eléctrico: Empresas Supervisadas que cuentan con Contratos de Concesión, Autorizaciones y Contratos de Compromisos de Inversión, de acuerdo a lo detallado en el numeral 14.2 del Título II del presente procedimiento.
- Actividades de Gas Natural: Empresas Supervisadas que cuentan con Contratos de Concesión para el desarrollo de actividades de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

En el procedimiento se dispone que las Empresas Supervisadas deban cumplir con las obligaciones establecidas en sus respectivos Contratos y/o Autorizaciones, así como con las Leyes Aplicables. El contenido del procedimiento es el siguiente:

- Entrega de Información de parte de las empresas supervisadas
- Los indicadores de gestión determinan el grado de cumplimiento, por parte de las Empresas Supervisadas
- Resultados de la supervisión
- Incumplimientos en materia de sanción
- Procedimientos de supervisión específica.



# Aspectos Legales y Normativos de la Supervisión

# 6

# 6.1. Nueva División de Supervisión de Gas Natural.

En línea con lo previsto en el literal e) del artículo 28 de los Lineamientos para la Elaboración Aprobación del Reglamento Organización y Funciones por parte de las **Entidades** de la Administración Pública, aprobados por Decreto Supremo N° 043-2006-PCM, corresponde la aprobación de un Reglamento de Organización y Funciones (ROF) cuando se efectúen modificaciones en el marco legal sustantivo que conlleven a una afectación de la estructura orgánica o la modificación total o parcial de las funciones previstas para la entidad, supuestos que se presentaron en el caso de Osinergmin, conforme a las modificaciones normativas producidas en materias de su competencia9.

En ese contexto y dado el impacto que genera la actuación de Osinergmin en las industrias de los sectores energía y minería, y consecuentemente, en el desarrollo de las actividades económicas del país y el bienestar de la población, se consideró de

importancia la aprobación de un nuevo ROF, que defina claramente las funciones que le han sido atribuidas a este organismo por las leyes vigentes, así como su nueva estructura orgánica que contribuya a su fortalecimiento institucional y sirva de herramienta para brindar seguridad jurídica a los agentes supervisados y a los usuarios de los servicios bajo su ámbito de competencia.

En efecto, con fecha 12 de febrero de 2016, se publicó el Decreto Supremo N° 010-2016-PCM que aprobó el nuevo ROF de Osinergmin, estableciéndose una nueva estructura organizacional.

Esta nueva estructura implicó la creación de una nueva gerencia, la Gerencia de Supervisión de Energía, la misma que está integrada por las Divisiones de Supervisión de Electricidad, de Hidrocarburos Líquidos, de Gas Natural y Regional.

Correspondiéndole a la División de Supervisión de Gas Natural las siguientes funciones:

- Supervisar el cumplimiento de la normativa sectorial por parte de los agentes que operan las actividades de explotación, producción, transporte, almacenamiento y procesamiento de gas natural en las etapas pre-operativa, operativa y de abandono.
- Supervisar el cumplimiento de los contratos derivados de los procesos de promoción de la inversión privada, relacionados a las actividades de gas natural, bajo el ámbito de competencia de Osinergmin.
- c) Elaborar los proyectos normativos relacionados a la función supervisora de gas natural.
- d) Imponer las medidas administrativas que correspondan en el ejercicio de sus funciones.
- e) Participar en la elaboración de los informes de opinión técnica en el marco de los procesos de promoción de la inversión privada, de conformidad con la normativa de la materia y los lineamientos que para dicho efecto establezca el Consejo Directivo.

<sup>9.</sup> Posteriormente a la vigencia de la Resolución de Consejo Directivo N° 459-2005-OS-CD que aprobó el ROF de Osinerg se publicaron las siguientes normas:

<sup>-</sup> Ley N° 28964, Ley que transfiere competencias de supervisión y fiscalización de las actividades mineras a Osinerg, precisada mediante la Ley N° 29901, Ley que precisa competencias del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

Ley N° 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, mediante el cual se transfirieron de Osinergmin al Organismo de Evaluación y Fiscalización ambiental (OEFA) las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental en los sectores energético y minero.

<sup>-</sup> Ley N° 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo, mediante el cual se transfirieron de Osinergmin al Ministerio de Trabajo y Promoción de Empleo las funciones de supervisión y fiscalización de los aspectos de seguridad y salud en el trabajo en los sectores energético y minero.

- f) Elaborar los informes técnicos solicitados por los órganos resolutivos de Osinergmin.
- g) Otras funciones que le asigne la Gerencia de Supervisión de Energía, dentro del marco legal vigente.

# 6.2. Definiciones incorporadas en el marco normativo de la industria de gas natural.

Mediante las publicaciones de los Decretos Supremos N° 017-2015-EM y N° 010-2016-EM con fechas 17 de junio de 2015 y 10 de junio de 2016, respectivamente se modificó el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032-2002-EM, incorporando en el marco normativo de la industria de gas natural las siguientes definiciones:

### a) LÍQUIDOS DE GAS NATURAL<sup>10</sup>

Son aquellos Hidrocarburos provenientes de formaciones productivas de gas natural que se pueden extraer de forma líquida en las instalaciones de campo o en plantas de separación de gas natural. Los líquidos de gas natural incluyen al propano, butano y gasolina natural.

### b) PRODUCTOS INTERMEDIOS<sup>11</sup>

Son Hidrocarburos producidos en los procesos de destilación de petróleo crudo y de fraccionamiento de líquidos del gas natural o del gas natural, usados en las Refinerías,

Plantas de Procesamiento o en la industria petroquímica para su transformación posterior en otros bienes. Su comercialización en el mercado interno únicamente podrá realizarse entre Productores. Estos Productos Intermedios no pueden ser comercializados como Productos Terminados.

# c) PRODUCTOS LÍQUIDOS DERIVADOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL<sup>12</sup>

Comprenden: i) al Gas Licuado de Petróleo (GLP), ii) a los Condensados del Gas Natural, para su aplicación como solvente, u iii) otro Producto Terminado que se obtenga de los Líquidos de Gas Natural.

# d) PRODUCTOS TERMINADOS<sup>13</sup>

Son los obtenidos de la refinación del Petróleo Crudo o del procesamiento del Gas Natural o de los Líquidos del Gas Natural, con una certificación de calidad, para su comercialización en el mercado interno. Estos productos deben contar con

características definidas en las normas aprobadas por la entidad competente o en su defecto en los códigos y/o estándares de uso habitual en la industria internacional.

# e) SOLVENTES14

Son aquellos Hidrocarburos que se obtienen en los procesos de destilación de petróleo crudo y del fraccionamiento de los líquidos del gas natural o del gas natural. Para efectos de la presente norma se consideran Solventes: Solvente N° 1, Solvente N° 3, Pentano, Hexano y Condensados del Gas Natural, para su aplicación como solvente.

### f) VENTA PRIMARIA<sup>15</sup>

Primera venta en el país de determinado producto, realizada por el Productor y/o Importador del mismo.
Para efectos de la aplicación del FISE y del SISE entiéndase por "Venta Primaria" como aquella primera venta en el país de Productos Terminados, realizada por el Productor y/o Importador de los mismos.

# 6.3. Órgano Sancionador e Instructor en materia sancionadora.

En atención a la Resolución de Consejo Directivo N° 133-2016-OS/CD publicada el 14 de junio de 2016, se define que la División de Supervisión de Gas Natural contará con un órgano instructor

y un órgano sancionador. Siendo el órgano instructor el Jefe de División (Procesamiento, Terminales y Transporte) y el órgano sancionador el Gerente de Fiscalización de Gas Natural. Asimismo, es pertinente informar que en atención al artículo 21 del Reglamento del Procedimiento Administrativo Sancionador de Osinergmin, aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 272-2012-OS/CD (en adelante

<sup>10.</sup> Definición incorporada por el artículo 38 del Decreto Supremo Nº 017-2015-EM.

<sup>11.</sup> Definición incorporada por el artículo 38 del Decreto Supremo Nº 017-2015-EM.

<sup>12.</sup> Definición incorporada por el artículo 38 del Decreto Supremo Nº 017-2015-EM.

<sup>13.</sup> Definición incorporada por el artículo 38 del Decreto Supremo N° 017-2015-EM.

<sup>14.</sup> Definición modificada por el artículo 37 del Decreto Supremo Nº 017-2015-EM.

<sup>15.</sup> Definición incorporada por el artículo 38 del Decreto Supremo N° 017-2015-EM y modificada por el artículo 3 del Decreto Supremo N° 010-2016-EM.

RPAS) el órgano instructor realizará las siguientes funciones:

- Llevar a cabo la instrucción preliminar previa al inicio del procedimiento administrativo sancionador, cuando corresponda, así como disponer mediante informe, la conclusión y el archivo de la instrucción preliminar en los casos señalados en el artículo 30 numeral 1 del RPAS.
- Iniciar el procedimiento administrativo sancionador de oficio, ya sea por propia iniciativa, como resultado del proceso de supervisión por denuncia o por comunicación de cualquier órgano de Osinergmin que haya detectado la probable comisión de una infracción por instrucción de la Gerencia General. Del mismo modo, en las infracciones que corresponda, informar a los administrados acerca del beneficio de la reducción de la

- multa por su pago voluntario, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 30 numeral 2 del RPAS.
- Dirigir, conducir y desarrollar la instrucción del procedimiento administrativo sancionador. Para ello, podrá requerir el apoyo de las demás áreas de Osinergmin, tanto en la etapa de instrucción preliminar, como en la etapa instructiva propiamente dicha.
- Emitir el informe y/o proyecto de resolución, debidamente fundamentado, que proponga al Órgano Sancionador la imposición de una sanción o el archivo del procedimiento administrativo sancionador, ponderando los elementos cargo descargo ٧ conjuntamente con los medios de prueba, evaluando la tipicidad entre la conducta imputada y la infracción descrita en la norma, así como la graduación de la sanción, de ser el caso.

- Disponer, en caso se encuentre autorizado por el Órgano Sancionador, la adopción de medidas de seguridad, cautelares, correctivas y mandatos.
- Informar al Órgano Sancionador casos aue en administrados se hayan acogido al beneficio de la reducción de la multa por su pago voluntario, dentro del plazo otorgado para presentar los descargos, conforme con lo dispuesto en el numeral 2 del artículo 30 del RPAS, a fin que dicho Órgano emita resolución de archivo correspondiente.

De otro lado, el órgano sancionador se encargará de emitir la Resolución Final de Procedimiento Administrativo Sancionador, sin perjuicio de aplicar mandatos o disposiciones de carácter particular, medidas cautelares, correctivas o de seguridad, a que haya lugar.

# 6.4. Normativa

### Tabla 5: Normativa del Sub Sector de Gas Natural

NORMATIVA DEL SUB SECTOR DE GAS NATURAL		
Crean Comité de Inversiones en Energía del Ministerio de Energía y Minas		
RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 008-2016-MEM/DM	Publicación: 16.01.2016	

Mediante la presente Resolución se crea el Comité de Inversiones en Energía del Ministerio de Energía y Minas, con el objeto de llevar adelante los proyectos de inversión privada en el ámbito de su competencia; siendo el referido Comité un órgano de coordinación con PROINVERSIÓN en los procesos de promoción.

Aprueban Procedimiento de supervisión del cumplimiento de las obligaciones relacionadas con la Contabilidad Regulatoria a cargo de las empresas concesionarias de los servicios de Transporte de Gas Natural por Ductos y Distribución de Gas Natural por Red de Ductos

RESOLUCIÓN N° 003-2016-OS/CD

Mediante el citado procedimiento se establece lineamientos a seguir en las actividades de supervisión del cumplimiento de las obligaciones relacionadas con la Contabilidad Regulatoria a cargo de las empresas concesionarias de los servicios de transporte de gas natural por ductos y distribución de gas natural por red de ductos.

Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones (ROF) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN

DECRETO SUPREMO Nº 010-2016-PCM

Se aprueba el nuevo Reglamento de Organización y Funciones (ROF) del Osinergmin, que define las funciones que le han sido atribuidas a este organismo por las leyes vigentes, así como su nueva estructura orgánica que contribuya a su fortalecimiento institucional y sirva de herramienta para brindar seguridad jurídica a los agentes supervisados y a los usuarios de los servicios bajo su ámbito de competencia.

Determinan instancias competentes en OSINERGMIN para el ejercicio de la función sancionadora en los sectores de energía y minería	Publicación: 17.02.2016
RESOLUCIÓN N° 035-2016-OS/CD (Derogado)	

Considerando la nueva estructura aprobada para Osinergmin, mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, se determinan las instancias sancionadoras; a fin de no afectar el normal desenvolvimiento de las funciones a cargo de la institución.

La presente resolución ha sido dejada sin efecto por la Única Disposición Complementaria Derogatoria de la Resolución N° 036-2016-OS-CD, publicada el 02 marzo 2016, a excepción de la Sexta Disposición Complementaria Transitoria, referida a la competencia sancionadora de la Gerencia General en los supuestos previstos en la Única Disposición Complementaria Transitoria de la Resolución N° 141-2015-OS/CD.

Modificación del Reglamento de la Ley N° 29852 que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético aprobado mediante el Decreto Supremo № 021-2012-EM

Publicación: 26.02.2016

DECRETO SUPREMO N° 005-2016-EM

Mediante la referida norma se modifica el artículo 6 del Reglamento del FISE (Ley 29852), a fin de precisar la aplicación del criterio categórico, así como para establecer un procedimiento de exclusión gradual de los Usuarios FISE que no reúnan el criterio socioeconómico de focalización individual, lo cual permitirá una actualización óptima del Padrón de Beneficiarios FISE.

Determinan instancias competentes en OSINERGMIN para el ejercicio de la función sancionadora en los sectores de energía y minería y se establecen disposiciones transitorias durante la adecuación a la nueva estructura organizacional

Publicación: 02.03.2016

### RESOLUCIÓN Nº 036-2016-OS-CD (Derogado)

Mediante Resolución N° 035-2016-OS/CD el Consejo Directivo de Osinergmin aprobó las instancias sancionadoras considerando la nueva estructura aprobada para Osinergmin; no obstante, mediante la presente norma se precisa y complementa las referidas disposiciones transitorias para el ejercicio de la función sancionadora.

La presente norma ha sido dejado sin efecto por la resolución N° 133-2016-OS/CD, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 14 de junio del 2016.

Directiva para la Selección y Contratación de Empresas Supervisoras

RESOLUCIÓN N° 037-2016-OS-CD

Publicación: 15.03.2016

El citado procedimiento establece los criterios para la calificación y clasificación de las empresas supervisoras, así como el procedimiento para su selección, contratación y ejecución de los servicios que realizan.

Aprueban Mecanismo de Compensación de costos de gas natural para generación eléctrica a que se refiere la Ley
N° 29970

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 124-2016-MEM/DM

Se aprueba el Mecanismo de Compensación de costos de gas natural para generación eléctrica a que se refiere el primer párrafo del numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley N° 29970 dispone que el Ministerio de Energía y Minas define un mecanismo de compensación de los costos del gas natural que propicie la instalación de generadores eléctricos, en el norte y sur del país, con el objeto de desconcentrar la generación eléctrica de la zona central.

Resolución que aprueba el Procedimiento para la supervisión y fiscalización de las obligaciones derivadas del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)

RESOLUCIÓN N° 066-2016-OS/CD

Publicación: 05.04.2016

Se aprueba el procedimiento para la supervisión y fiscalización de las obligaciones derivadas del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), respecto a la compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables urbanos y rurales del país.

Aprueba la Tarifa Regulada de Seguridad y el Cargo Tarifario SISE para la recaudación del Adelanto de Ingresos
Garantizados del Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos – Ductos de Seguridad y Gasoducto Sur.

Publicación: 14.04.2016

RESOLUCIÓN N° 070-2016-OS/CD

Osinergmin a través de la presente Resolución aprueba la Tarifa Regulada de Seguridad y el Cargo Tarifario
SISE para la recaudación del Adelanto de Ingresos Garantizados del Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos – Ductos de Seguridad y Gasoducto Sur Peruano.

Aprueban los cuestionarios para la Presentación de la Declaración Jurada de Cumplimiento de Obligaciones Relativas a las Condiciones Técnicas y de Seguridad que deberán presentar los responsables de las Instalaciones de Refinerías Plantas de Procesamiento Plantas de Lubricantes Plantas de Abastecimiento de Combustibles Líquidos Plantas de Abastecimiento de Combustibles Líquidos en Aeropuertos y Plantas de Abastecimiento de Gas Licuado de Petróleo

Publicación: 17.05.2016

### RESOLUCIÓN Nº 60-2016-OS/GG

Mediante la citada Resolución la Gerencia General del Osinergmin aprobó los cuestionarios que contienen la información que los agentes señalados en la norma deberán completar, para cumplir con la exigencia de presentación de sus declaraciones juradas.

Aprueban la norma Base Metodológica para Entrega de Información de Sustento de los Formatos del Manual de Contabilidad Regulatoria

Publicación: 17.05.2016

### RESOLUCIÓN Nº 112-2016-OS/CD

A través de la presente resolución, el Consejo Directivo del Osinergmin aprueba la Base Metodológica que proporcionará el sustento de la información que actualmente vienen presentando los concesionarios de transporte y distribución al amparo de lo previsto en el Manual de Contabilidad Regulatoria -2013.

Aprueban incorporación del numeral 1.4 y de la sanción no pecuniaria de amonestación en el numeral 1.1 en la Tipificación de infracciones y Escala de Multas y Sanciones por incumplimientos al marco normativo que regula el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) en el subsector hidrocarburos

Publicación: 03.06.2016

### RESOLUCIÓN Nº 114-2016-OS/CD

Se aprueba la incorporación del numeral 1.4 en la "Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones por incumplimientos al marco normativo que regula el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), en el subsector hidrocarburos.

Asimismo, se incorpora la sanción no pecuniaria de "amonestación" en el numeral 1.1 en la "Tipificación de Infracciones y Escala de Multas y Sanciones por incumplimientos al marco normativo que regula el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), en el subsector hidrocarburos.

Establecen disposiciones relacionadas a la organización de Osinergmin en lo referido a los órganos competentes para actividades relacionadas al ejercicio de sus funciones y a la contratación de proveedores de servicios de supervisión

Publicación: 14.06.2016

### RESOLUCIÓN Nº 133-2016-OS/CD

Mediante la presente norma se precisan los órganos a cargo de la tramitación de los procedimientos administrativos ante Osinergmin. Asimismo, se dicta una disposición relacionada a la contratación de proveedores de servicios de supervisión. Por último, se deja sin efecto la Resolución Nº 036-2016-OS/CD.

Modificación del Reglamento de la Ley № 29852 que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético aprobado mediante Decreto Supremo N° 021-2012-EM.

Publicación: 14.06.2016

### DECRETO SUPREMO N° 012-2016-EM

La referida norma modifica diversos artículos del Reglamento de la Ley Nº 29852, aprobado por el Decreto Supremo Nº 021-2012-EM, permitiendo el reconocimiento de los costos administrativos en los que incurran las Distribuidoras de Gas Natural por Red de Ductos como consecuencia de la implementación de los proyectos del FISE; así como de los costos totales en los que incurran las Distribuidoras Eléctricas en aplicación del inciso d) del numeral 12.3 del artículo 12 del Reglamento de la Ley Nº 29852, sin mediar para su reconocimiento evaluaciones previas por parte del Administrador, dado que en los costos a los que incurren las Distribuidoras Eléctricas se producen a consecuencia de un encargo especial otorgado por el Ministerio de Energía y Minas.

Fuente: Elaboración Propia

El Boletín Informativo de Gas Natural es una publicación de la División de Supervisión de Gas Natural del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin.

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú  $N^{\circ}$  2016-17360

Editado por: Osinergmin

División de Supervisión de Gas Natural Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena

www.osinergmin.gob.pe

Impreso en: Impresión Arte Perú S.A.C.

Jr. Recuay N° 375-A, Breña - Lima

Diciembre 2016

La reproducción total o parcial de este documento y/o su tratamiento informativo están permitidos siempre y cuando se cite la fuente.

