

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería Industrial y de Sistemas



**“DISEÑO DE INDICADORES DE GESTIÓN PARA MEDIR EL
DESEMPEÑO A NIVEL DE COSTOS DE UNA EMPRESA
DEDICADA AL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Industrial**

Ydelso Benavides Fernández

Lima - Perú

2013

INDICE

RESUMEN.....	4
INTRODUCCION.....	6
CAPÍTULO I.....	8
PENSAMIENTO ESTRATÉGICO.....	8
1.1 DIAGNÓSTICO FUNCIONAL.....	8
1.1.1 ORGANIZACIÓN.....	8
1.1.1.1 Reseña histórica.....	8
1.1.1.2 Organigrama.....	9
1.1.2 SISTEMA DE TRANSPORTE DEL GAS DE CAMISEA (STD).....	10
1.1.2.1 Descripción del sistema de transporte de NG.....	11
1.1.2.2 Descripción del sistema de transporte de NGL.....	12
1.1.3 PROCESOS.....	15
1.1.3.1 Descripción de la logística usada en TgP.....	15
1.1.3.2 Mapa de interacción de procesos para TgP.....	21
1.2 DIAGNÓSTICO ESTRATÉGICO.....	23
1.2.1 ANÁLISIS FODA.....	23
1.2.2 CINCO FUERZAS DE PORTER.....	25
CAPÍTULO II.....	26
MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO.....	26
2.1 ANÁLISIS FODA.....	26
2.1.1 COMPONENTES.....	26
2.1.2 MATRIZ FODA.....	27
2.2 CINCO FUERZAS DE PORTER.....	28
2.2.1 RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES.....	29
2.2.2 AMENAZA DE LA ENTRADA DE NUEVOS COMPETIDORES.....	29
2.2.3 PODER DE NEGOCIACIÓN DE LOS PROVEEDORES.....	30
2.2.4 PODER DE NEGOCIACIÓN DE LOS CONSUMIDORES.....	30
2.3 TEORIA GENERAL DE COSTOS.....	31
2.3.1 OBJETO DE COSTO.....	31
2.3.2 COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS.....	31
2.3.3 COSTOS VARIABLES, FIJOS O MIXTOS.....	31
2.4 INDICADORES.....	32
2.4.1 TIPOS DE INDICADORES.....	33
2.4.2 CRITERIOS PARA ESTABLECER INDICADORES.....	34

CAPÍTULO III.....	35
PROCESO DE TOMA DE DECISIONES.....	35
3.1 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMA.....	35
3.2 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.....	38
3.3 PLAN DE ACCIÓN PARA LA SOLUCIÓN PLANTEADA.....	40
CAPÍTULO IV	42
DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA PLANTEADA	42
4.1 ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS.....	42
4.2 SELECCIÓN DE INDICADORES	43
4.3 DISEÑO DE INDICADORES.....	46
4.3.1 INDICADORES DE COSTO FIJO.....	46
4.3.1.1 Distribución costo fijo entre directos e indirectos.....	46
4.3.1.2 Distribución de los costos directos por instalación	47
4.3.1.3 Distribución de los costos directos por región	48
4.3.1.4 Distribución del costo fijo entre NG y NGL	48
4.3.1.5 Indicadores para NG.....	49
4.3.1.6 Indicadores para NGL.....	51
4.3.1.7 Indicadores comunes.....	52
4.3.2 INDICADORES DE COSTO VARIABLE.....	55
4.3.2.1 Indicadores para NG.....	55
4.3.2.2 Indicadores para NGL.....	57
4.3.3 OTROS INDICADORES RELATIVOS A LA OPERACIÓN	61
4.3.3.1 Costo total por volumen transportado para NG y NGL	61
4.3.3.2 Horas de vuelos para la operación.....	62
4.3.3.3 Indicadores asociados a Geotecnia.....	64
4.4 VALIDACIÓN DE INDICADORES	70
CAPÍTULO V	73
ANÁLISIS DE RESULTADOS	73
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	76
CONCLUSIONES.....	76
RECOMENDACIONES.....	78
GLOSARIO.....	80
BIBLIOGRAFÍA.....	81

RESUMEN

El presente trabajo fue aplicado en la empresa Transportadora de Gas del Perú (TgP), quien es la encargada de transportar por ductos el gas natural y los líquidos de gas natural desde el yacimiento Camisea (Cusco) hasta el distrito de Lurín, provincia de Lima para el caso del gas, y la planta de fraccionamiento de líquidos perteneciente al Consorcio Camisea, ubicado en Pisco (Ica).

Desde el inicio de su operación en el año 2004, TgP incrementó sus actividades y por consiguiente la operación misma se volvió más compleja, por ello la empresa emprendió varias mejoras operativas en diversas áreas, por ejemplo el establecimiento de su sistema integrado de gestión para poder obtener la certificación ISO, eliminación de cuellos de botella en las líneas de transporte, entre otras. Sin embargo, dentro de la parte del seguimiento y control de costos y presupuestos, TgP no había implementado indicadores que permitiese medir el desempeño a nivel de costos operativos de sus dos procesos principales: transporte de gas natural y transporte de líquidos de gas natural.

Por ello, con miras conocer a profundidad la estructura a nivel de costos de la compañía y a la vez diseñar indicadores que permitieran medir la gestión, el primer paso fue realizar un análisis detallado de cuál era la estructura de costos de la empresa, empezando a desglosar el costo en categorías (costos fijos y variables, directos e indirectos). Además, identificar los costos asignables a determinadas instalaciones, entre otros.

Posterior a la categorización de costos, se pasó al diseño de indicadores, para ello, se realizó una serie de consultas a las áreas operativas involucradas, las cuales dieron sus apreciaciones y conformidades de los indicadores propuestos. Así pues, sobre esta base, se logró elaborar un grupo de indicadores de gestión. Los mismos permitieron medir el desempeño anual a nivel de costo de operación de transporte de hidrocarburos para la empresa, y a la vez buscar las explicaciones a las diferencias de un año a otro. Con los indicadores se pudo medir la distribución del costo por cada instalación,

comparar niveles de transporte versus costos, separar los costos de transporte asociados a cada producto, distribución de costos entre fijos y variables, directos e indirectos, entre otros.

Posterior al desarrollo, análisis de cada indicador y descripción de los beneficios, se desprende las conclusiones y recomendaciones para la empresa, los cuales se detallan en un capítulo completo en el presente informe.

INTRODUCCION

El mercado peruano actual, en especial el mercado limeño, de consumo de gas y líquidos de gas natural ha tenido un fuerte crecimiento desde el inicio de la operación del gas de Camisea; esto quiere decir que actualmente se presenta, con mayor firmeza, una oportunidad de negocio dado la fuerte demanda.

Transportadora de Gas del Perú es una empresa que tiene aproximadamente 9 años en el mercado, dedicada al transporte de hidrocarburos por medio de su Sistema de Transporte por Ducto (STD); la empresa tiene una cartera de clientes significativa en toda la ciudad de Lima y al sur del Perú, con unas ventas anuales de aproximadamente 400 millones de dólares anuales.

Dada la situación de cambio, con un fuerte crecimiento de la demanda interna, la empresa se ha visto en la necesidad de mejorar sus procesos internos y externos. Así pues, TgP, ante la carencia, vio la necesidad de crear de indicadores de gestión que permita medir desempeño anual a nivel de costo de la empresa, con miras a tener un punto de referencia para realizar mejoras en el futuro.

Por ello, en el año 2011 TgP inició la primera parte de esta iniciativa, que partió con un análisis de los costos operativos, para posteriormente pasar al diseño de indicadores de gestión a nivel de costos, los cuales posteriormente puedan ser llevados a un sistema de seguimientos y control de costos. El fin fundamental que buscó la empresa por medio de esta iniciativa fue tener, además de los indicadores financieros estándar existentes, valores de tipo numérico basados en los costos que permitiese saber si las mejoras que se han estado implementando en los procesos principales de la empresa, se reflejan en una mejora en los indicadores de gestión, y por consiguiente mejores valores de

eficiencia y productividad. Además, los indicadores permitirán definir con mejor claridad las mejoras operativas necesarias, y la priorización entre ellas.

En ese sentido, el presente trabajo busca detallar el proceso de elaboración de estos indicadores de gestión, partiendo en el capítulo I con una descripción detallada del funcionamiento de la empresa a nivel operativo, realizando además un análisis FODA de la misma y un análisis basado en las cinco fuerzas de Porter. Luego en el capítulo II se desarrolla el marco teórico aplicable al presente informe. En el capítulo III se hace el planteamiento de las alternativas de solución al problema, con una evaluación de cada una de ellas, para luego elegir la mejor opción. Además, en el capítulo IV se hace el despliegue de la solución planteada, para finalizar con algunas conclusiones y recomendaciones en otro capítulo V.

Es importante mencionar que, los indicadores desarrollados en el presente documento, son específicamente aplicables a empresas cuya actividad esté centrada en el transporte de hidrocarburos, dado que esta actividad posee sus particularidades, especialmente debido a que una operación de este tipo es influenciado en gran medida por variables externas tales como el clima, la complejidad del terreno, hidrografía, aspectos sociales, entre otros, que al final se ve reflejado en la estructura y el nivel costos. Por lo tanto, estos indicadores podrían ser usados, en caso se desee, para compararlo con otra empresa cuyo entorno sea muy parecido a la de TgP.

Finalmente, si bien es cierto en el Perú no existe otra empresa dedicada al transporte de hidrocarburos, cuya complejidad operativa sea similar a TgP, y como consecuencia los indicadores de gestión elaborados que se detallan en el presente informe no se pueden ser usados para comparar el nivel desempeño con otra empresa, sí puede servir como referente de costos para futuros proyectos que se pretenda realizar en el Perú.

CAPÍTULO I

PENSAMIENTO ESTRATÉGICO.

1.1 DIAGNÓSTICO FUNCIONAL

1.1.1 ORGANIZACIÓN

1.1.1.1 Reseña histórica

El proyecto Camisea, del cual forma parte Transportadora de Gas del Perú (TgP), es uno de los proyectos más importantes para el desarrollo del Perú pues implica el cambio de matriz energética para las industrias y usuarios particulares, por una fuente de energía más barata y limpia. Como parte de este sistema, TgP está encargado del transporte de gas natural (NG) y líquidos de gas natural (NGL) desde los yacimientos de Camisea en la selva hasta la costa peruana: Pisco en el caso de NGL y Lurín en el caso de NG.

Desde enero del 2002 hasta agosto del 2004, se construyeron, por medio de la empresa Techint, los dos ductos que transportan NG y NGL desde Camisea, en la selva del Cusco, hasta la costa del Pacífico. El ducto de NGL recorre 560 km desde los yacimientos de Camisea (La Convención - Cusco) hasta la planta de fraccionamiento en Pisco, mientras el ducto de NG, recorre 730 km desde Camisea hasta el City Gate en Lurín (Lima). A estos se sumó durante el 2009 la construcción de la planta compresora construida en el sector Sierra y el gasoducto paralelo (Loop Costa) de 105 km instalado en la Costa. Estos constituyen los principales activos de la compañía.

TgP fue creada en el octubre del año 2000 y su accionariado se encuentra formado por Tecgas Camisea, Hunt Pipeline Company of Perú Ltd., Sipco Perú Pipelines Corporation, Carmen Corporation, SK Corporation, Suez- Tractebel, Tecgas NV, Graña y Montero y Corporación Financiera de Inversiones S.A.A.A

su vez, Tecgas NV actúa como Operador Estratégico Calificado dentro del marco de los contratos BOOT¹ (Construcción, Propiedad, Operación, y Transferencia por sus siglas en inglés) a través de Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA), empresa encargada de la operación y mantenimiento del Sistema de Transporte por Ductos (STD).

Luego de algunos años de operación y un riguroso proceso de auditoría la prestigiosa certificadora alemana TÜV Rheinland otorgó a Transportadora de Gas del Perú la certificación trinorma ISO 14001; ISO 14001 y OHSAS 18001 en el mes de diciembre del año 2010. Esta triple certificación reconoce los altos estándares usados por el Sistema de Gestión Integrado (SGI) de TgP en todo el proceso de transporte de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea.

1.1.1.2 Organigrama

La característica más resaltante del organigrama de Transportadora de Gas del Perú (TgP), es que toda la operación y mantenimiento de Sistema de Transporte por Ducto (STD) la empresa llamada Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA). Esta es la razón por la cual el organigrama de TgP es reducido.

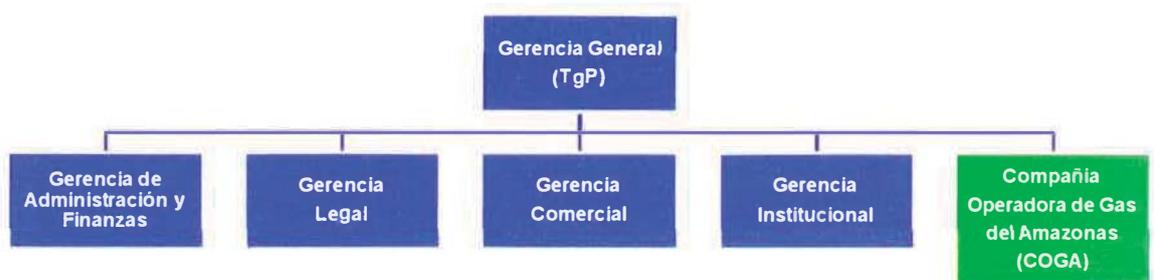


Gráfico 1: Diagrama organizacional

¹ Transportadora de Gas del Perú firmó los contratos BOOT (Build–Own–Operate–Transfer) con el Estado Peruano en el año 2000, tanto para el transporte de gas y líquidos de gas natural.

1.1.2 SISTEMA DE TRANSPORTE DEL GAS DE CAMISEA (STD)



- 1) En Malvinas se extrae el gas el cual es separado en NG y NGL.
- 2) El NGL se transporta desde Malvinas hasta Loberias (Pisco), donde posterior a su fraccionamiento se comercializa al mercado interno y externo. El NG es transportado hasta el City Gate en Lurín.
- 3) El NG es transportado y entregado a los siguientes clientes: PLNG, generadoras, industrias y Calidda.

Gráfico 2: Procesamiento, transporte y distribución de NG y NGL



Gráfico 3: Mapa de ubicación del sistema de transporte

El NG se transporta desde Camisea (Cusco) hasta Lima a través de un ducto de 729 Km el cual en el tramo de costa presenta un Loop de 105 Km, haciendo un total de 834 Km.

El NGL se transporta desde Camisea (Cusco) hasta Pisco por un ducto cuya longitud es 557 Km.

1.1.2.1 Descripción del sistema de transporte de NG



Gráfico 4: Sistema de transporte de NG hasta el año 2009

Para el año 2010 la capacidad de transporte se amplió a 1150 MMScfd debido a tres proyectos:

- Proyecto de Loop de Costa (105 Km de ducto de 24")
- Construcción y acuerdo de uso del ducto del PLNG (408 km de 34")
- Planta Compresora Chiquintirca.



Gráfico 5: Sistema de transporte de NG a partir del 2010

Para transportar NG por encima de los 450 MMScfd, TgP utiliza 2 plantas compresoras (Planta Compresora Chiquintirca y Planta Compresora Malvinas) siendo propietario de la Planta Compresora Chiquintirca y pagando un servicio de compresión por la Planta de Compresora Malvinas a Pluspetrol (propietario).

Plantas compresoras

Para realizar la compresión del gas proveniente de Camisea, TgP hace uso de dos estaciones de compresión, la primera de ellas se ubica en el departamento

de Cusco (Planta de Compresora Malvinas), la cual es de propiedad del Upstream (Consortio Camisea). Debido a ello, TgP paga al Upstream un servicio de compresión, cuyas tarifas son calculadas de acuerdo a los niveles de procesamiento diario en millones de pies cúbicos (MMScfd).

La segunda compresora que usa TgP es de su propiedad, la misma se ubica en la sierra (a unos 2,967 msnm en el departamento de Ayacucho), que tiene por nombre Compresora Chiquintirca. Dentro de las características más importantes de dicha planta se podemos decir que:

- a) Posee 4 turbocompresores
- b) 3 moto generadores.
- c) Potencia instalada 75,000 HP

1.1.2.2 Descripción del sistema de transporte de NGL



Gráfico 6: Sistema de transporte de NGL

La capacidad de transporte de NGL hasta el año 2009 fue de 75,000 barriles/día. El nivel de transporte para el año 2010 fue de 80,000 barriles/día. Este incremento se debió a la ampliación de capacidad de transporte, tanto en el Upstream (Planta de Procesamiento en Malvinas, nuevos trenes de procesamiento), así como el Downstream (TgP, con el uso de drag reducir, etc.)

Estaciones de bombeo

El sistema cuenta con cuatro estaciones de bombeo (PS, por sus siglas en inglés) cuya función es proporcionar la presión necesaria al fluido para transportarlo hasta la planta de fraccionamiento. Adicionalmente, las estaciones

PS1, PS2 y PS4 cuentan con un sistema de inyección de DRA (Drag Reducing Agent), con la finalidad de aumentar la capacidad de transporte de NGL.

1. La PS 01 cuenta con unidades de bombeo, generadores eléctricos y otros equipos auxiliares como parte del proceso de transporte del fluido. Además cuenta con un almacén de insumos industriales, sala de control y dos oficinas. No cuenta con campamento, ya que utiliza las instalaciones existentes en el campamento Malvinas de Pluspetrol.
2. La PS 02 cuenta con unidades de bombeo, generadores eléctricos y otros equipos auxiliares como parte del proceso de transporte del fluido. Además cuenta con un almacén de insumos industriales, una sala de control, un comedor, una planta de tratamiento para agua potable y una planta de tratamiento de efluentes. Su campamento tiene una capacidad máxima para 26 personas.
3. La PS 03 cuenta con unidades de bombeo, generadores eléctricos y otros equipos auxiliares como parte del proceso de transporte del fluido. Además cuenta con un acopio temporal de residuos, un almacén de insumos industriales, una sala de control, oficinas, un campamento de capacidad máxima para 285 personas, dos comedores, una planta de tratamiento de agua potable y dos plantas de tratamiento de aguas residuales domésticas.
4. La PS 04 cuenta con unidades de bombeo, generadores eléctricos y otros equipos auxiliares como parte del proceso de transporte del fluido. Además cuenta con un almacén de insumos industriales, una sala de control, un campamento de capacidad total de 34 personas, dormitorios, oficinas, una planta de tratamiento de agua potable y una planta de tratamiento de aguas residuales domésticas.

Estaciones reductoras de presión

Las estaciones reductoras de presión son parte del sistema de transporte de NGL, las mismas cumplen la función de reducir la presión en el ducto. Las mismas se ubican en la zona de descenso del sistema de transporte de NGL

(de sierra a la costa peruana). Actualmente se cuenta con 3 estaciones reductoras de presión, cuyas características se muestra en el cuadro siguiente:

Tabla 1: Características de las estaciones reductoras de presión

Estaciones Reductoras de Presión	Altura (msnm)	Región	Ramales	Capacidad de Transporte por ramal (SBPD)
PRS # 1	4078	Sierra	2	120,000
PRS # 2	2091	Costa	2	120,000
PRS # 3	13	Costa	3	6,000

Fuente: Elaboración propia

Estaciones controladoras de presión

En la zona de descenso (KP 470 y KP 595), se ubican las estaciones de control de presión (PCS, por sus siglas en inglés) de NG: PCS1 y PCS2 respectivamente, en donde se controla la presión aguas abajo de la misma.

Tabla 2: Características de las estaciones controladoras de presión

Estaciones Controladoras de Presión	Altura (msnm)	Región	Ramales	Capacidad de Transporte por ramal (MMPCD)
PCS # 1	2091	Costa	2	250
PCS # 2	178	Costa	2	466

Fuente: Elaboración propia

Válvulas

El sistema cuenta con 30 válvulas esféricas de paso total, con actuadores de gas y soldadas en sus extremos a la línea principal, incluyendo el Loop de Costa de 24", con tres (3) crossover o interconexiones con el ducto principal de 18". La distancia máxima entre las válvulas esféricas de la línea principal fue establecida de acuerdo con el código del American Society of Mechanical Engineers (ASME) B 31.8. Por ejemplo, para la clase 1 división 2 (con un factor de diseño de 0.72) se tiene un máximo de aproximadamente 30 km, que es la clase predominante a través del ducto. La ubicación apropiada de las válvulas de bloqueo principal se definió teniendo en cuenta la ruta final, la posibilidad de acceso y el criterio mencionado anteriormente. El gas de alimentación para los actuadores y la energía eléctrica para las válvulas de bloqueo sobre la línea principal es provisto desde el mismo ducto de NG.

Tabla 3: Detalle de válvulas de NG y NGL

Instalaciones	Región	Cantidad	Díametro (plg.)
Válvulas NGL	Selva	6	14
	Sierra	6	14
	Costa - Traza original	7	10.75

Instalaciones	Región	Cantidad	Díametro (plg.)	
Válvulas NG	Selva	7	32	
	Sierra	8	24	
	Costa - Traza original	7	18	
	Loop Costa		6	24
			2	12

Fuente: Elaboración propia

Scrapers

Tabla 4: Detalle de Scrapers de NG y NGL

Instalaciones	Región	Cantidad	Díametro (plg.)
Scraper NG	Selva	2	32
	Sierra	2	24
	Costa - Traza original	3	18
	Loop Costa	1	24

Instalaciones	Región	Cantidad	Díametro (plg.)
Scraper NGL	Selva	2	14
	Sierra	4	14
	Costa - Traza original	1	10.75

Fuente: Elaboración propia

1.1.3 PROCESOS

1.1.3.1 Descripción de la logística usada en TgP

Para la operación de TgP se ha establecido cuatro bases operativas distribuidas en las tres regiones a lo largo del STD.



Fuente: TgP

Gráfico 7: Sistema logístico de Transportadora de Gas del Perú

El acceso a cada base tiene sus particularidades, siendo la Base Lurín la de más fácil acceso por ubicarse en la capital y la base Kiteni ubicada en la selva la más alejada de la ciudad de Lima. Para trasladarse de Lima hasta la base Kiteni se tiene dos opciones:

- a) Tomar un vuelo comercial hasta la ciudad del Cusco (55 minutos) y luego tomar una avioneta exclusiva para TgP hasta Kiteni (45 minutos)
- b) Tomar un vuelo comercial hasta la ciudad de Cusco (55 minutos) y luego conducir hasta Kiteni (7 horas en camioneta).

En la siguiente tabla se muestra las vías y medios de acceso a cada una de las 4 bases operativas de TgP:

Tabla 5: Medios de transporte para cada base operativa

Medios de transporte para Bases			
Destino	Región	Vía de acceso	Medio utilizado
Lurín	Costa	Terrestre	Camioneta, camión, furgón, cama baja
Pisco	Costa	Terrestre	Camioneta, camión, furgón, cama baja
Ayacucho	Sierra	Terrestre	Camioneta, camión, furgón, cama baja
		Aérea	Helicoptero (servicios a PLNG)
Kiteni	Selva	Terrestre	Camioneta
		Aérea	Twin Otter (via directa)
			Otras aeronaves (por Malvinas)

Fuente: TgP

Adicionalmente para atender la demanda logística por vía terrestre se cuenta con vehículos propios. En la siguiente tabla se muestra el detalle de la cantidad de camionetas en cada base.

Tabla 6: Vehículos asignados por cada base operativa

Número de camionetas por Base	
Lurin	38
Ayacucho	27
Pisco	13
Kiteni	11
Total	89

Fuente: TgP

Para el transporte de NGL se tiene 4 estaciones de bombeo ubicadas en sierra y selva, a continuación se muestra los medios de transporte utilizados para acceder a las estaciones.

Tabla 7: Medios de transporte por instalación

Medios de transporte para instalaciones		
Destino	Vía de acceso	Medio utilizado
PS4	Terrestre	Camioneta, camión, furgón, cama baja
	Aérea	Helicoptero*
PS3	Terrestre	Camioneta, camión, furgón, cama baja
	Aérea	Helicoptero*
PS2	Terrestre	Camioneta, camión
	Aérea	Helicoptero (hasta Kp 110)
PS1	Aérea	Avión (Plus petrol o vuelo charter), helicoptero
	Fluvial	Botes (chalupas) con capacidad para 9 personas

(*) Las condiciones de altura y clima de la zona representan alta dificultad para el transporte aéreo, motivo por el cual sólo se accede a esta zona vía Helicóptero en casos de extrema urgencia

Fuente: TgP

A continuación se describe características resaltantes de la logística usada en cada región.

Zona Selva

En la localidad de Kiteni se encuentra la Base Kiteni ubicada en la selva, cercana a la comunidad de Kiteni, perteneciente al distrito de Echarate en el departamento de Cusco, a 45' en avión de la ciudad de Cusco o 7 horas por vía terrestre. La Base Kiteni cuenta habitaciones para el personal (18 habitaciones), oficinas, etc. Además se cuenta con alquiler permanente de hoteles (2 hoteles con un total de 22 habitaciones)

Cercano a la base se cuenta con aeródromo (con un área de 63 mil m²/ 6.3 Hectáreas), zona de acopio y almacenes (con un área de 346 m²).

- Para el transporte aéreo se cuenta con 3 Helicópteros, tanto para pasajeros como para carga y 1 avión para pasajeros (ubicado en el aeropuerto de Cusco). A requerimiento se puede contar con el servicio de aeroambulancia y aviones de carga.
- Para el Transporte fluvial, se cuenta con un deslizador (bote) con tripulación permanente.
- Para el Transporte terrestre se cuenta con la flota propia de camionetas.



Gráfico 8: Vista aérea de aeródromo Kiteni.

En Malvinas está localizada la PS1 (Estación de Bombeo 1) y las instalaciones de *Pluspetrol*, a una distancia de 40 minutos en helicóptero de la Base Kiteni, es en este punto donde se inicia el STD (Kp 0). En Malvinas TgP posee 26 espacios de alojamiento para el personal.

Zona Sierra

La Base Ayacucho se ubica en la ciudad de Ayacucho (ciudad de 2981 Km² y con aproximadamente 150 mil habitantes) en la región sierra a 8 horas ó 543 Km de la ciudad de Lima por vía terrestre. La ciudad cuenta con el Aeropuerto Coronel FAP Alfredo Mendivil Duarte, que recibe diariamente vuelos comerciales de tres aerolíneas desde la ciudad de Lima, la duración promedio del viaje es de 50 min. En la práctica, es la base para las actividades de operación de la zona occidental de la sierra. El área de la base es de aproximadamente 9,716 m², cuenta con taller, acopio, almacenamiento de 459 m² y oficinas.

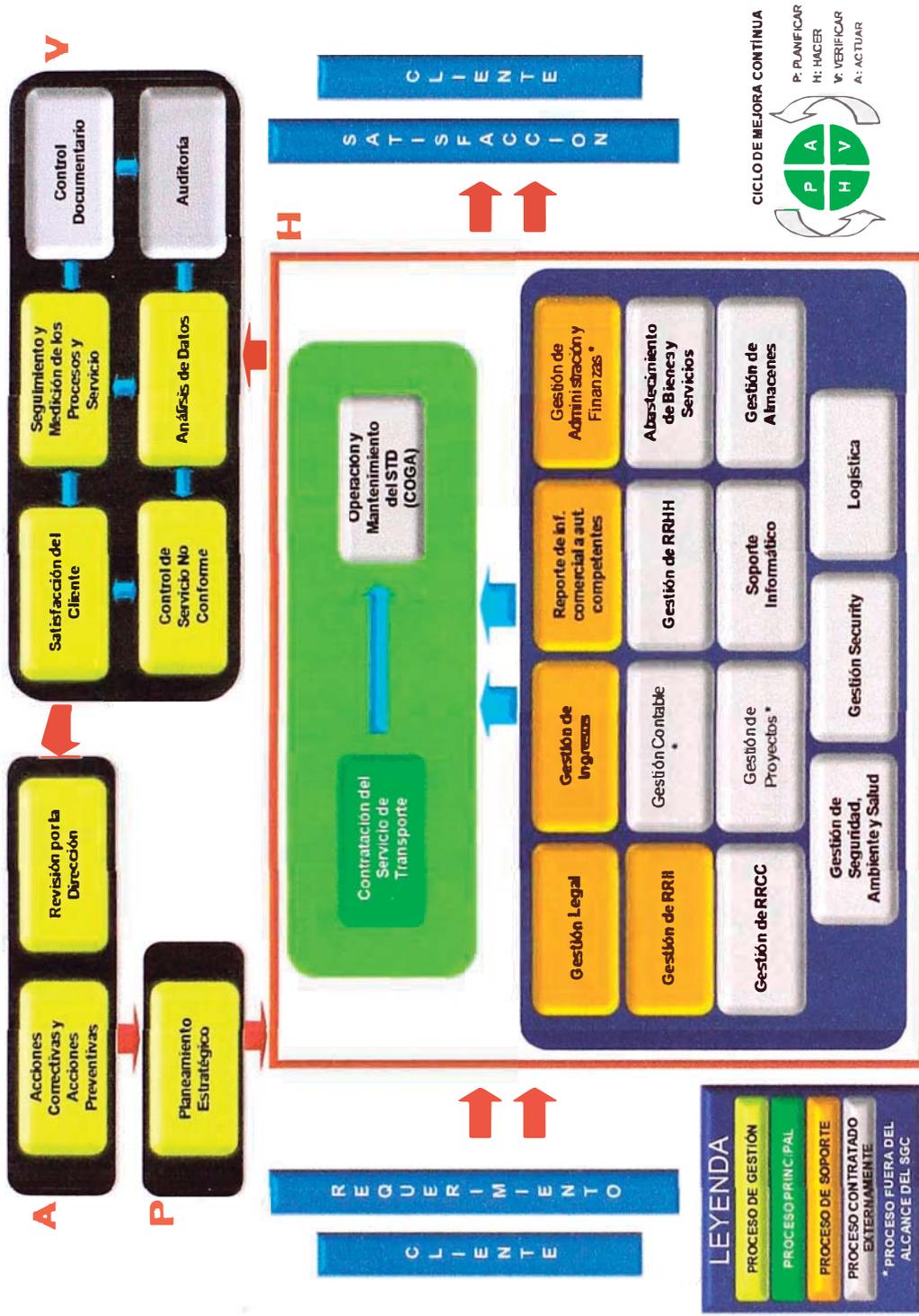
La PS3 (Estación de Bombeo 3), en la localidad de Chiquintirca (a 6 horas de la ciudad de Ayacucho) cumple en la práctica con las funciones de base para las actividades de la zona oriental de la sierra, recibiendo el apoyo necesario de la base Ayacucho. Se cuenta con taller, habitaciones para el personal y almacenes. A requerimiento se cuenta en la ciudad de Huamanga con aeroambulancia, para el Transporte terrestre se utiliza la flota de camionetas. El transporte de carga pesada es realizado por distintas empresas proveedoras especializadas en el rubro.

Zona Costa

En la región costa se encuentran ubicadas 2 bases (Base Pisco y Base Lurín). La Bases Pisco (con un área de 8.08 Ha) se encuentra ubicada en la costa, aproximadamente a 3 horas de la ciudad de Lima vía terrestre. La base se encuentra cercana la ciudad de Pisco (ciudad de 54 mil habitantes y 4000 km²) y ciudad de Chincha (ciudad de 238 Km² y 56 mil habitantes). La Base Lurín se ubica en la ciudad de Lima (ciudad con aproximadamente 8 millones de habitantes) con aun área aproximada de 107 mil metros cuadrados. Es la base de mayor importancia para la operación debido a ser el lugar que aloja a la mayor cantidad de personal y ser el centro de control del sistema, además de la cercanía a la ciudad donde se concentra la mayor cantidad de recursos necesarios (personal calificado, bienes y servicios, proveedores, oficinas

gubernamentales, bancos, entre otros). En la base Lurín se cuenta con taller, acopio, almacenamiento de 535 m² y oficinas. Para el Transporte terrestre, se cuenta con la flota propia de camionetas, vehículos contratados y transporte público. Por otro lado se debe mencionar que en la Base Lurín se encuentra ubicado el City Gate que es punto de entrega final del NG a la empresa distribuidora además de ser en punto final del STD.

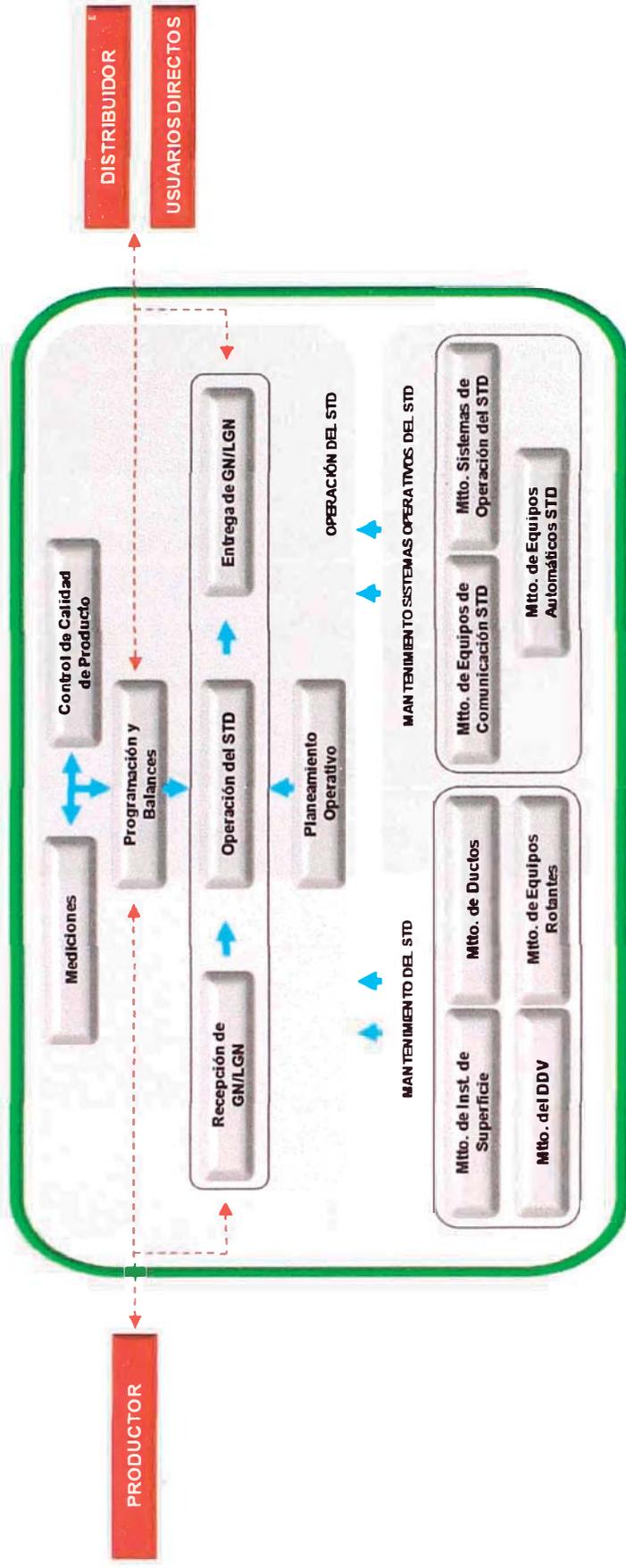
1.1.3.2 Mapa de interacción de procesos para TgP



Fuente: TgP

Gráfico 9: Mapa de interacción de procesos N° 1

Operación y Mantenimiento del STD (COGA)



Fuente: TgP

Gráfico 10: Mapa de interacción de procesos N° 2

1.2 DIAGNÓSTICO ESTRATÉGICO

1.2.1 ANÁLISIS FODA

OPORTUNIDADES

- Crecimiento de la demanda interna de consumo de gas natural (NG) y para los líquidos de gas natural (NGL).
- Mejoramiento de la posición del gas natural como combustible sustituto a los derivados del petróleo.

AMENAZAS

- Inestabilidad política y social.
- Narcotráfico en la zona de selva.
- Posible conflictos con comunidades para la construcción de ampliaciones al sistema de transporte.

FORTALEZAS

- Fortaleza financiera.
- Know how para el desarrollo de la actividad.
- Cuenta con certificaciones ISO 9000, ISO 14000 y OSHAS 18000

DEBILIDADES

- Necesidad de realizar un mayor control de ejecución del presupuesto.
- La capacidad de transporte del sistema ha llegado al límite, por ende surge la necesidad de realizar ampliaciones en el sistema.
- Seguridad del ducto en riesgo por ataques y presencia narcoterrorista en zona selva.

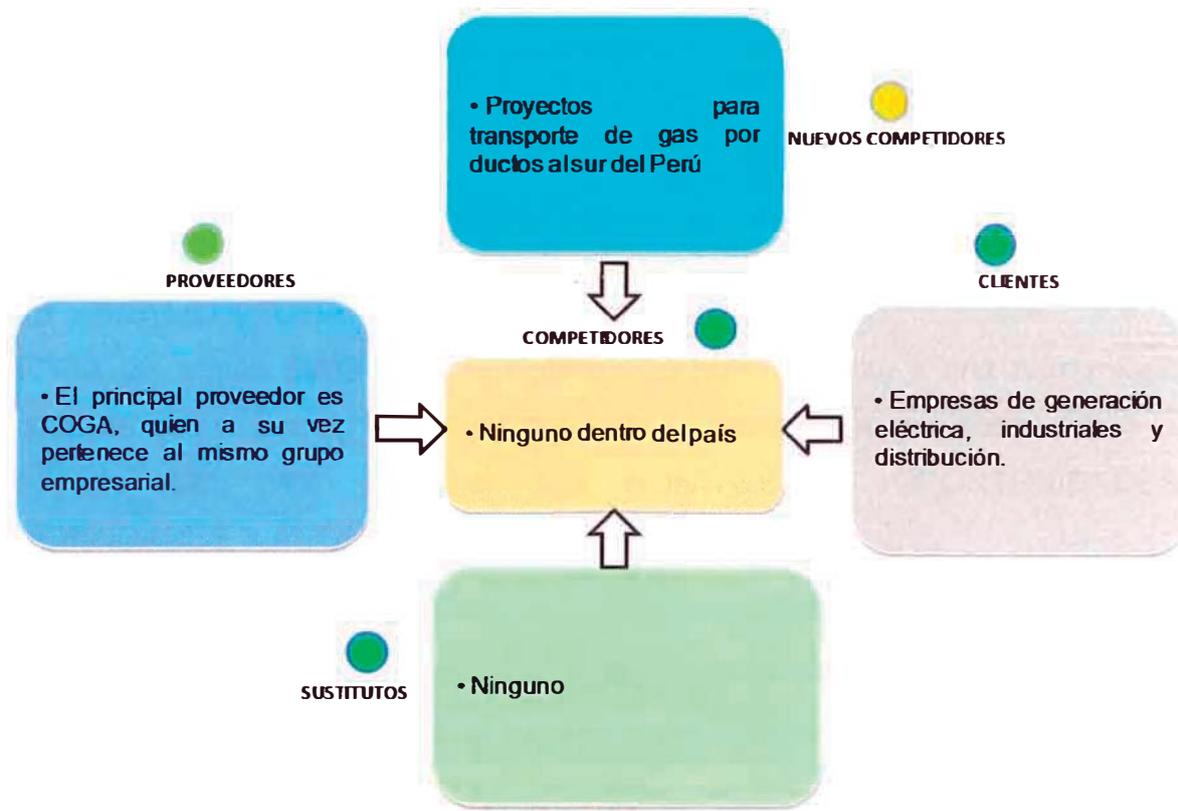
MATRIZ FODA	FORTALEZAS	DEBILIDADES
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fortaleza financiera. 2. Know how para el desarrollo de la actividad. 3. Cuenta con certificaciones ISO 9000, ISO 14000 y OSHAS 18000 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mayor control de ejecución del presupuesto. 2. La capacidad de transporte ha llegado al límite. 3. Riesgo en la seguridad del ducto.
	FO – EXPLOTE	DO – BUSQUE
OPORTUNIDADES	<ol style="list-style-type: none"> 1. Desarrollo de nuevos proyectos de ampliación de capacidad de transporte. 2. Revalidar las certificaciones y mejorar los procesos. 3. Programa de entrenamiento al personal joven. 	<ol style="list-style-type: none"> 6. Capacitar al personal en manejo en elaboración y seguimiento de presupuesto. 7. Implementar la plataforma para seguimiento y control de costos, y manejo de indicadores. 8. Plan de continuidad del negocio.
<ol style="list-style-type: none"> 1. Crecimiento de la demanda interna de consumo de gas natural (NG) y para los líquidos de gas natural (NGL). 2. Mejoramiento de la posición del gas natural como combustible sustituto a los derivados del petróleo. 	FA – CONFRONTE	DA – EVITE
AMENAZAS	<ol style="list-style-type: none"> 4. Fortalecer las relaciones con el gobierno. 5. Mejorar de las relaciones con las comunidades por medio de proyectos de apoyo social. 	<ol style="list-style-type: none"> 9. Evitar conflictos con comunidades y/o grupos terroristas.
<ol style="list-style-type: none"> 1. Inestabilidad política y social. 2. Narcotráfico en la zona de selva. 3. Posible conflictos con comunidades para la construcción de ampliaciones al sistema de transporte. 		

Para elegir en cuál de las iniciativas la empresa va a centrar sus esfuerzos, se hizo una evaluación cuantitativa de cada una de las mismas:

Tabla 8: Análisis cuantitativo de iniciativas planteadas

INICIATIVAS	Factibilidad	Bajo costo	Beneficios	Total
1. Desarrollo de nuevos proyectos de ampliación de capacidad de transporte	3	2	5	10
2. Revalidar las certificaciones y mejorar los procesos	4	3	4	11
3. Programa de entrenamiento al personal joven	4	3	3	10
4. Fortalecer las relaciones con el gobierno	3	3	3	9
5. Mejora de relaciones con las comunidades por medio de proyectos de apoyo social	3	2	2	7
6. Capacitar al personal en manejo en elaboración y seguimiento de presupuesto	5	4	4	13
7. Plataforma para seguimiento y control de costos, y manejo de indicadores	5	4	4	13
8. Plan de continuidad del negocio	4	4	2	10
Evaluación máxima 5, mínima 1				

1.2.2 CINCO FUERZAS DE PORTER



CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO

2.1 ANÁLISIS FODA

FODA (en inglés SWOT), es la sigla usada para referirse a una herramienta analítica que le permitirá trabajar con toda la información que posea sobre su negocio, útil para examinar sus FORTALEZAS, OPORTUNIDADES, DEBILIDADES Y AMENAZAS.

2.1.1 COMPONENTES

De los cuatro componentes que conforman el FODA, las Fortalezas y Debilidades son internas de la organización y se tiene control sobre ellas, mientras que las Oportunidades y Amenazas son externas y la organización no tiene control sobre las mismas.

Fortalezas

Son recursos que se controlan, capacidades especiales y habilidades con que cuenta una empresa y tiene una posición privilegiada frente a sus competidores.

Oportunidades

Factores que resultan positivos y aprovechables que suceden en el entorno de la organización y que permiten obtener ventajas competitivas.

Debilidades

Factores internos que causan una posición desfavorable frente a los competidores. Entre ellos tenemos: recursos de los que se carece, habilidades que no se poseen, actividades que no se desarrollan positivamente.

Amenazas

Son situaciones que provienen del entorno exterior y que pueden llegar a atentar incluso contra la permanencia de la organización.

2.1.2 MATRIZ FODA

La Matriz FODA nos indica cuatro estrategias alternativas conceptualmente distintas. En la práctica, algunas de las estrategias se traslapan o pueden ser llevadas a cabo de manera concurrente y de manera concertada. Pero para propósitos de discusión, el enfoque estará sobre las interacciones de los cuatro conjuntos de variables.

La Estrategia DA (Mini-Mini)

El objetivo de la ESTRATEGIA DA (Debilidades –vs.- Amenazas), es minimizar tanto las debilidades como las amenazas. Una institución que se enfrenta sólo a amenazas externas y debilidades internas, puede encontrarse en una situación totalmente precaria, tendrá que luchar por su supervivencia o llegar hasta su liquidación. Sin embargo, existen alternativas, por ejemplo, reducir operaciones buscando sobreponerse a sus debilidades o esperando tiempos mejores, cuando desaparezcan esas amenazas (a menudo esas son falsas esperanzas). Sin embargo, cualquiera que sea la estrategia seleccionada, la posición DA se deberá *siempre* tratar de evitar.

La Estrategia DO (Mini-Maxi)

La segunda estrategia, DO (Debilidades –vs- Oportunidades), intenta minimizar las debilidades y maximizar las oportunidades. Una institución podría identificar oportunidades en el medio ambiente externo pero tener debilidades organizacionales que le eviten aprovechar las ventajas del mercado.

La Estrategia FA (Maxi-Mini).

Esta estrategia FA (Fortalezas –vs- Amenazas), se basa en las fortalezas de la institución que pueden copar con las amenazas del medio ambiente externo. Su

objetivo es maximizar las primeras mientras se minimizan las segundas. Esto, sin embargo, no significa necesariamente que una institución fuerte tenga que dedicarse a buscar amenazas en el medio ambiente externo para enfrentarlas. Por lo contrario, las fortalezas de una institución deben ser usadas con mucho cuidado y discreción.

La Estrategia FO (Maxi-Maxi).

A cualquier institución le agradecería estar siempre en la situación donde pudiera maximizar tanto sus fortalezas como sus oportunidades, es decir aplicar siempre la estrategia FO (Fortalezas –vs- Oportunidades) Tales instituciones podrían echar mano de sus fortalezas, utilizando recursos para aprovechar la oportunidad del mercado para sus productos y servicios.

2.2 CINCO FUERZAS DE PORTER

El modelo de las cinco fuerzas de Porter es una herramienta de gestión que permite realizar un análisis externo de una empresa, a través del análisis de la industria o sector a la que pertenece.

Esta herramienta considera la existencia de cinco fuerzas dentro de una industria:

- Rivalidad entre competidores
- Amenaza de la entrada de nuevos competidores
- Amenaza del ingreso de productos sustitutos
- Poder de negociación de los proveedores
- Poder de negociación de los consumidores

El clasificar estas fuerzas de esta forma permite lograr un mejor análisis del entorno de la empresa o de la industria a la que pertenece y, de ese modo, en base a dicho análisis, poder diseñar estrategias que permitan aprovechar las oportunidades y hacer frente a las amenazas.

2.2.1 RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES

Hace referencia a las empresas que compiten directamente en una misma industria, ofreciendo el mismo tipo de producto.

El grado de rivalidad entre los competidores aumentará a medida que se eleve la cantidad de éstos, se vayan igualando en tamaño y capacidad, disminuya la demanda de productos, se reduzcan los precios, etc.

El análisis de la rivalidad entre competidores nos permite comparar nuestras estrategias o ventajas competitivas con las de otras empresas rivales y, de ese modo, saber, por ejemplo, si debemos mejorar o rediseñar nuestras estrategias.

2.2.2 AMENAZA DE LA ENTRADA DE NUEVOS COMPETIDORES

Hace referencia a la entrada potencial de empresas que vendan el mismo tipo de producto.

Al intentar entrar una nueva empresa a una industria, ésta podría tener barreras de entradas tales como la falta de experiencia, lealtad del cliente, cuantioso capital requerido, falta de canales de distribución, falta de acceso a insumos, saturación del mercado, etc. Pero también podrían fácilmente ingresar si es que cuenta con productos de calidad superior a los existentes, o precios más bajos.

El análisis de la amenaza de la entrada de nuevos competidores nos permite establecer barreras de entrada que impidan el ingreso de estos competidores, tales como la búsqueda de economías de escala o la obtención de tecnologías y conocimientos especializados; o, en todo caso, nos permite diseñar estrategias que hagan frente a las de dichos competidores.

Amenaza del ingreso de productos sustitutos

Hace referencia a la entrada potencial de empresas que vendan productos sustitutos o alternativos a los de la industria.

Un ejemplo de productos sustitutos sería las bebidas gaseosas que podrían ser sustitutas o competencia de las aguas minerales.

La entrada de productos sustitutos pone un tope al precio que se puede cobrar antes de que los consumidores opten por un producto sustituto.

En análisis de la amenaza del ingreso de productos sustitutos nos permite diseñar estrategias destinadas a impedir la penetración de las empresas que vendan estos productos o, en todo caso, estrategias que nos permitan competir con ellas.

2.2.3 PODER DE NEGOCIACIÓN DE LOS PROVEEDORES

Hace referencia a la capacidad de negociación con que cuentan los proveedores, por ejemplo, mientras menor cantidad de proveedores existan, mayor será su capacidad de negociación, ya que al no haber tanta oferta de insumos, éstos pueden fácilmente aumentar sus precios.

Además de la cantidad de proveedores que existan, el poder de negociación de los proveedores también podría depender del volumen de compra, la cantidad de materias primas sustitutas que existan, el costo que implica cambiar de materias primas, etc.

El análisis del poder de negociación de los proveedores, nos permite diseñar estrategias destinadas a lograr mejores acuerdos con nuestros proveedores o, en todo caso, estrategias que nos permitan adquirirlos o tener un mayor control sobre ellos.

2.2.4 PODER DE NEGOCIACIÓN DE LOS CONSUMIDORES

Hace referencia a la capacidad de negociación con que cuentan los consumidores o compradores, por ejemplo, mientras menor cantidad de compradores existan, mayor será su capacidad de negociación, ya que al no haber tanta demanda de productos, éstos pueden reclamar por precios más bajos.

Además de la cantidad de compradores que existan, el poder de negociación de los compradores también podría depender del volumen de compra, la escasez del producto, la especialización del producto, etc.

Cualquier que sea la industria, lo usual es que los compradores siempre tengan un mayor poder de negociación frente a los vendedores.

El análisis del poder de negociación de los consumidores o compradores, nos permite diseñar estrategias destinadas a captar un mayor número de clientes u obtener una mayor fidelidad o lealtad de éstos, por ejemplo, estrategias tales como aumentar la publicidad u ofrecer mayores servicios o garantías.

2.3 TEORIA GENERAL DE COSTOS

Es el conjunto de criterios y conceptos teóricos generales relativos a la cuantificación y medición de los costos, determinados a partir de una fundamentación económica de los fenómenos económicos de la gestión organizacional.

2.3.1 OBJETO DE COSTO

Es el marco dentro del cual se van a incluir los costos de los recursos empleados o, dicho de otra forma, es aquello de lo que se desea una medición separada de costos de recursos (o factores productivos, o factores de costo).

2.3.2 COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

Se refieren a su relación con el objeto de costo.

El costo directo tiene una identificación, o una relación evidente, clara o inequívoca, por su naturaleza o funcionalidad, con el objeto de costo. La conceptualización inversa es válida para el costo indirecto. La inclusión en esta categoría de aquellos tipos de costos que, pudiendo catalogarse como directos, no es económicamente conveniente hacerlo.

2.3.3 COSTOS VARIABLES, FIJOS O MIXTOS

Los costos pueden clasificarse en variables, fijos o mixtos según el comportamiento que presenten ante cambios en la variable de medición de costos.

Un costo variable

Cambia en su cuantía ante cambios de la variable de medición. La variación en el costo podrá ser en igual sentido que el cambio en la variable de medición (relación directa), o en sentido inverso (relación inversa), en la misma proporción (proporcionalmente variable), en mayor proporción (progresivamente variable) o en menor proporción (regresivamente variable).

El costo fijo

Ausencia de cambios en el costo ante cambios en el nivel de la variable de medición.

Costos mixtos

Presentan de hecho, comportamientos fijos y variables en su estructura y se podrá, si ello es conveniente o relevante, intentar segregar o separar sus partidas de diferente comportamiento.

2.4 INDICADORES

Indicador es un dato o un conjunto de datos que nos ayudan a medir objetivamente la evolución del sistema de gestión.

Los indicadores son medios, instrumentos o mecanismos para evaluar hasta qué punto o en qué medida se están logrando los objetivos estratégicos. Además:

- Representan una unidad de medida gerencial que permite evaluar el desempeño de una organización frente a sus metas, objetivos y responsabilidades con los grupos de referencia.
- Producen información para analizar el desempeño de cualquier área de la organización y verificar el cumplimiento de los objetivos en términos de resultados.
- Detectan y prevén desviaciones en el logro de los objetivos.

2.4.1 TIPOS DE INDICADORES

- a) **Indicadores de cumplimiento:** con base en que el cumplimiento tiene que ver con la conclusión de una tarea. Los indicadores de cumplimiento están relacionados con las razones que indican el grado de consecución de tareas y/o trabajos. Ejemplo: cumplimiento del programa de pedidos.
- b) **Indicadores de evaluación:** la evaluación tiene que ver con el rendimiento que se obtiene de una tarea, trabajo o proceso. Los indicadores de evaluación están relacionados con las razones y/o los métodos que ayudan a identificar nuestras fortalezas, debilidades y oportunidades de mejora. Ejemplo: evaluación del proceso de gestión de pedidos.
- c) **Indicadores de eficiencia:** teniendo en cuenta que eficiencia tiene que ver con la actitud y la capacidad para llevar a cabo un trabajo o una tarea con el mínimo de recursos. Los indicadores de eficiencia están relacionados con las razones que indican los recursos invertidos en la consecución de tareas y/o trabajos. Ejemplo: Tiempo fabricación de un producto, razón de piezas / hora, rotación de inventarios.
- d) **Indicadores de eficacia:** eficaz tiene que ver con hacer efectivo un intento o propósito. Los indicadores de eficacia están relacionados con las razones que indican capacidad o acierto en la consecución de tareas y/o trabajos. Ejemplo: grado de satisfacción de los clientes con relación a los pedidos.
- e) **Indicadores de gestión:** teniendo en cuenta que gestión tiene que ver con administrar y/o establecer acciones concretas para hacer realidad las tareas y/o trabajos programados y planificados. Los indicadores de gestión están relacionados con las razones que permiten administrar realmente un proceso. Ejemplo: administración y/o gestión de los almacenes de productos en proceso de fabricación y de los cuellos de botella.

2.4.2 CRITERIOS PARA ESTABLECER INDICADORES

Para que un indicador de gestión sea útil y efectivo, tiene que cumplir con una serie de características, entre las que se destacan:

- a) **Relevante:** Que tenga que ver con los objetivos estratégicos de la organización o con algún proceso de la empresa.
- b) **Claramente definido:** Que asegure su correcta recopilación y justa comparación, permitiendo realizar comparativas y analizar su evolución.
- c) **Fácil de comprender y usar:** Que no resulte complicado entender cuál es su significado, y a la vez fácil de aplicar en las actividades de la empresa.
- d) **Comparable:** Se pueda comparar sus valores entre organizaciones, y en la misma organización a lo largo del tiempo.
- e) **Verificable y costo-efectivo:** Que no haya que incurrir en costos excesivos para obtenerlo.

CAPÍTULO III PROCESO DE TOMA DE DECISIONES

3.1 IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMA

Como se había descrito en el capítulo II del presente informe, TgP se encarga de transportar el gas natural (NG) y los líquidos de gas natural (NGL) desde Camisea (Cusco) hasta la costa peruana (el NG es transportado hasta Lurín – Lima y el NGL es transportado hasta la planta de fraccionamiento en Pisco). Tanto el ducto de NG y NGL comparten un mismo Derecho de Vía (DdV) desde su punto de partida en la selva, pasando por la sierra, siendo el punto de separación de las dos tuberías en la costa (Humay - Ica). Así mismo, como parte de este complejo sistema, en puntos determinados de la traza de los ductos se encuentran diversas instalaciones (planta compresora, estaciones de bombeo, bases operativas, válvulas, estaciones de reducción de presión, entre otros) que permiten controlar y transportar los hidrocarburos.

Cabe mencionar que el sistema de transporte cruza desde la selva hasta la costa, lo cual significa que las condiciones operativas en cada región natural son distintas a la otra, presentándose mayor dificultad en la selva y sierra, y un tanto menor en la costa. Claramente, las condiciones geográficas influyen en la operación y por consiguiente en los costos operativos asociados a cada región.

Como consecuencia de la complejidad del sistema, la estructura de costos asociada al transporte también lo es. Por ello, la estructura del sistema de costeo en SAP (cuentas contables y centros de costos) que posee la empresa está diseñada para poder identificar si el costo corresponde a NG o NGL, la región y la instalación.

Sin embargo, existen determinados costos, como por ejemplo costos de relaciones comunitarias, algunos costos logísticos, salarios y beneficios del personal, algunos gastos de medio ambiente, etc. Que son comunes a ambos productos transportados. Por ello, el sistema de costeo también contempla centro de costos comunes.

Los datos de costos por cada cuenta contable y centro de costo están bien organizados en la base de datos del SAP, ergo la empresa aún no le ha dado el uso adecuado a la información. Por ejemplo, no utiliza la información para generar un conjunto de indicadores permitieran medir la gestión a nivel de costos de la compañía. Claramente esto origina que no se tenga un análisis detallado de la estructura de los costos de la empresa, y por lo tanto no permita medir cuán efectivas han sido las mejoras operativas emprendidas en la *organización con miras a reducir los costos*.

En adición, en el año 2010 la empresa aumentó su capacidad de transporte que ha traído como consecuencia una mayor actividad, siendo necesario que los cambios operativos sean medidos a nivel de los costos.

En la siguiente tabla se resume las dificultades que tiene la empresa debido al estado actual antes descrito:

Tabla 9: Lista de limitaciones

Nº	LIMITACIONES	DESCRIPCIÓN
1	Desconocimiento de la organización.	No se tiene un conocimiento profundo y detallado acerca de cómo funciona la empresa desde el punto de vista de los costos. Para ello surge la necesidad de implementar una herramienta que permita conocer la actividad que desarrolla la compañía de una manera detallada e íntima.
2	Ausencia de criterio para ponderación de actividades	Aún no se tiene identificado cuáles actividades son las más importantes, cuáles son las que agregan valor, lo que concluye indefectiblemente en un diagnóstico de la empresa.

3	Dificultad para el alineamiento para la consecución de objetivos.	Debido al estado actual antes descrito, a la empresa le es más difícil alinear voluntades y esfuerzos hacia el logro de objetivos concretos, minimizando actividades innecesarias que no agregan valor.
4	Falta de identificación de costos fijos y Variables	Del total de costos de la operación, no se tiene identificado qué costos podrían ser catalogados como costos fijos y cuáles como costos variables. Además, no se sabe la composición porcentual entre los mismos.
5	Ausencia de distribución del costo fijo entre los productos transportados.	Otro problema que se presenta es saber qué porción del costo fijo incurrido le corresponde al transporte de gas (NG) y a los líquidos de gas natural (NGL).
6	Falta de medición del nivel de costos por instalación.	Se desconoce la distribución de costos por instalación, como consecuencia no se sabe cuál es la de mayor y menor costo.
7	Identificación de los costos variables.	Tanto para el NG y NGL, no se tiene identificado los costos que pueden ser catalogados como costos variables, además no se ha hecho una comparación entre el nivel de costo variable versus el nivel de NG o NGL transportado.

En resumen, el problema que posee la empresa se puede definir como la falta de un análisis estructurado y profundo a nivel de costos que permita medir el desempeño de la empresa y los efectos de las mejoras implementadas.

El siguiente diagrama muestra las principales causas del problema:



Gráfico 11: Principales causas del problema.

3.2 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

Habiendo descrito el problema, surge la necesidad de implementar una solución al mismo.

En la actualidad, si bien la empresa tiene mucha información en su sistema, aún no le da el uso adecuado a la misma y así transformarlo en conocimiento. Una medida de mejora es la generación de indicadores, pues éstos ayudan a conocer con mayor detalle la organización desde el punto de vista de los costos operativos, y a la vez que permiten emprender acciones de mejora en los procesos principales de la empresa.

La razón principal para la elección de indicadores es porque éstos se entienden como una expresión cuantitativa de comportamiento o de desempeño de toda una organización o de sus partes, cuya magnitud al ser comparada con un nivel de referencia, puede estar señalando una desviación sobre la cual se tomarán acciones correctivas o preventivas según el caso.

Así mismo, debemos mencionar que, basados en la descripción del problema, no se ha encontrado otra herramienta o metodología que logre cubrir las necesidades de la empresa en cuanto a información sobre medición del desempeño a nivel de costos operativos, por lo que planteamos el diseño de indicadores como única solución posible.

Además, analizando la factibilidad y el alineamiento de la solución propuesta, podemos decir que la misma cumple los dos requisitos:

a) **Alineamiento:**

La solución que se plantea se alinea con una de las iniciativas descrita en la matriz FODA:

“Implementar la plataforma para seguimiento y control de costos, y manejo de indicadores”.

b) **Factibilidad:**

Debemos señalar que el planteamiento de la solución es factible, debido a que la empresa en la actualidad cuenta con ERP (SAP), el mismo permite tener la base de datos de los costos operativos para la empresa. Así mismo, en este caso, el SAP nos da como ventaja de registrar los costos utilizando dos parámetros: **Cuenta contable y Centro de Costo**. Los dos parámetros permiten realizar la trazabilidad del costo.

Estructura del SAP para Costos en TgP	Centro de costo
Cuenta contable	Valor de costo

Así mismo, los centros de costos tienen una codificación que permiten:

- Conocer la región a la se asigna el costo.

- El tipo de producto al que se imputa.
- El tipo de instalación
- Si se trata de un costo común.

Además debemos mencionar que el SAP permite ejecutar variados tipos de reportes para los costos operativos, éstos a su vez pueden ser descargados para ser trabajados en Excel, como en la actualidad se realiza.

Finalmente, el SAP cuenta con aplicaciones (por ejemplo Crystal Reports, entre otros) que permiten mostrar la información directamente desde la base de datos a modo de reportes. En la actualidad, la empresa aún no cuenta con dichas aplicaciones, pero en el futuro serán adquiridas y adecuadas la realidad de la empresa, con lo cual los indicadores que se diseñen podrán mostrarse directamente en los reportes de dichas aplicaciones.

Por ello, podemos decir que el SAP es la base para el diseño de los indicadores, los mismos que permitirán evaluar el desempeño a nivel de costos de la empresa. Los indicadores serán fuente de información para la toma de decisiones para la empresa a nivel operativo y estratégico.

3.3 PLAN DE ACCIÓN PARA LA SOLUCIÓN PLANTEADA

El desarrollo de los indicadores se realizará en las siguientes fases:

1. **Análisis de la estructura de costos:** En esta fase realizará un análisis detallado de la estructura de costos de la empresa, empezando a disgregar los costos en categorías: costos fijos y variables, directos e indirectos. Además, se identificará los costos asignables a determinadas instalaciones, entre otros.
2. **Selección de indicadores:** En este punto se realizará la evaluación y selección de las categorías de indicadores apropiados, sobre la base de los requisitos establecidos.
3. **Diseño de indicadores:** Fase en la cual se procede a elaborar de lista de indicadores.

4. **Validación de indicadores:** En esta etapa se procede a validar los indicadores propuestos con las áreas de la empresa.

Por otro lado, los recursos necesarios para implementar la solución planteada se detallan a continuación:

Tabla 10: Lista de personal requerido para desarrollo de propuesta.

PERSONAL	Qty	Horas	US\$/hora	Costo
Jefe de control de gestión	1	240	18	4,320
Analista de gestión	1	480	9	4,320
Gerente de operaciones	1	80	30	2,400
Gerentes de otras áreas	5	120	25	15,000
TOTAL (US\$)				26,040

Así mismo, el cronograma tentativo para la implementación de la solución planteada es:

Tabla 11: Cronograma de ejecución de solución planteada

CRONOGRAMA	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4
Análisis de la estructura de costos				
Selección de indicadores				
Diseño de indicadores				
Validación de indicadores				

CAPÍTULO IV DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA PLANTEADA

4.1 ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS

Los costos incurridos en la operación de TgP están separados por grupos, lo cuales pueden ser: costos fijos, costos variables, costo de estabilización del Derecho de Vía (DdV) y otros costos (costos por asesoramiento financiero, costos sociales y extraordinarios).

Tabla 12: Listado de líneas de costo para TgP

Costos Fijos	Costos Variables
Salarios y Beneficios	Gas para compesoras
Capacitación	NG Pérdidas de Linepack
Gastos de empleo	Obligaciones con el Osinergmin
Gasto de Estructura y otros servicios	Gas para estaciones de bombeo
Gastos de viaje y comida	NGL Drag Reducer
Gastos de automóviles	Obligaciones con el Osinergmin
Medio ambiente	
Seguridad y Salud Ocupacional	Osinergmin: Organismo Supervisor de la
Seguros	Inversión en Energía y Minería. Las obligaciones
Mantenimiento de Instalaciones	con el Osinergmin se cobran sobre el total de
Logística y Atención de Campamentos	ingresos de TgP (1% del total ingresos)
Personal Técnico y Laboratorio	
Asesorías	
Relaciones Públicas y Acciones Institucionales	
Servicio de Compresión	
Geotecnia*	

(*): Solo contempla el costo fijo de Geotecnia

Así mismo, en la Tabla 16 se muestra la distribución total de costos de TgP por categorías desde el año 2008 al 2010.

Tabla 13: Distribución de costos operativos para TgP

Costos Totales	2008	2009	2010
Costo Fijo	60.23	62.92	78.60
Costo Variable	5.43	6.88	14.21
Obras de Geotecnia	25.73	19.46	18.69
Otros*	16.45	11.95	19.95
Total (MMUSD)	107.84	101.21	131.45

(*): Costos por asesoramiento financiero, sociales y extraordinarios

El 2010 tiene 25% más de costo fijo respecto al 2009; explicado principalmente por el incremento de capacidad instalada que generó mayor gasto por servicio de compresión, mayor costo de seguros, mayor costo por mantenimiento de instalaciones, gastos de medio ambiente (recolección de residuos), aumento de la cantidad de personal propio, entre otros.

Para la elaboración de indicadores se ha tomado en cuenta el costo fijo y el costo variable, los cuales no incluyen el costo por trabajos de geotecnia, el cual será analizado por separado en el presente informe. No se realizará análisis alguno para el rubro Otros, dado que es variable y depende mucho de variables externas no controlables.

Tabla 14: Cálculo de costo fijo y variable para TgP

MMUSD	2008	2009	2010
Costo Fijo	60.23	62.92	78.60
Costo Variable	5.43	6.88	14.21
Total (MMUSD)	65.66	69.80	92.81

4.2 SELECCIÓN DE INDICADORES

Debemos mencionar que existen varias categorías de indicadores, los cuales pueden ser usados para mejorar la gestión en la empresa, éstos pueden ser clasificadores según lo mostrado en la tabla siguiente:

Tabla 15: Categorías de indicadores

INDICADOR	DESCRIPCIÓN
De cumplimiento	Con base en que el cumplimiento tiene que ver con la conclusión de una tarea. Los indicadores de cumplimiento están relacionados con las razones que indican el grado de consecución de tareas y/o trabajos. Ejemplo: cumplimiento del programa de pedidos.
De evaluación	La evaluación tiene que ver con el rendimiento que se obtiene de una tarea, trabajo o proceso. Los indicadores de evaluación están relacionados con las razones y/o los métodos que ayudan a identificar nuestras fortalezas, debilidades y oportunidades de mejora. Ejemplo: evaluación del proceso de gestión de pedidos.
De eficiencia	Teniendo en cuenta que eficiencia tiene que ver con la actitud y la capacidad para llevar a cabo un trabajo o una tarea con el mínimo de recursos. Los indicadores de eficiencia están relacionados con las razones que indican los recursos invertidos en la consecución de tareas y/o trabajos. Ejemplo: Tiempo fabricación de un producto, razón de piezas / hora, rotación de inventarios.
De eficacia	Eficaz tiene que ver con hacer efectivo un intento o propósito. Los indicadores de eficacia están relacionados con las razones que indican capacidad o acierto en la consecución de tareas y/o trabajos. Ejemplo: grado de satisfacción de los clientes con relación a los pedidos.
De gestión	Teniendo en cuenta que gestión tiene que ver con administrar y/o establecer acciones concretas para hacer realidad las tareas y/o trabajos programados y planificados. Los indicadores de gestión están relacionados con las razones que permiten administrar realmente un proceso. Ejemplo: administración y/o gestión de los almacenes de productos en proceso de fabricación y de los cuellos de botella.

Fuente: Asociación Española para la Calidad

Habiendo identificado las categorías de indicadores, procederemos a evaluar cada una de ellas para poder elegir aquellas categorías que la mejor se ajusten a las necesidades actuales de la empresa. Para ello se define primeramente los requisitos que deseamos para los indicadores:

Tabla 16: Lista de requisitos para los indicadores.

N°	Requisito	Descripción	Peso
1	Medir recursos por actividad	Indicadores que permita medir la cantidad de recursos empleados en una actividad.	30%
2	Categorizar los costos	Indicadores que permita clasificar los costos en las distintas categorías existentes.	30%
3	Análisis de desempeño operativo	Indicadores que permita medir el nivel de costo operativo versus los niveles transportados.	40%

Tabla 17: Evaluación de categorías de indicadores

Indicador	Requisito 1	Peso	Requisito 2	Peso	Requisito 3	Peso	Total
De cumplimiento	2	30%	1	30%	2	40%	1.7
De evaluación	3.5	30%	4	30%	3	40%	3.4
De eficiencia	4	30%	3	30%	4	40%	3.7
De eficacia	2	30%	2	30%	3	40%	2.4
De gestión	2	30%	2	30%	2	40%	2

Evaluación: 1 (peor), 5 (mejor)

De la evaluación se puede concluir que la categoría de indicadores que mejor se ajustan a los requisitos establecidos en la Tabla 11 son los indicadores de evaluación y eficiencia.

Como alcance para esta primera etapa de diseño de indicadores, solamente nos centraremos en el diseño de indicadores que correspondan a las categorías antes mencionadas, pues éstos están más inclinados a evaluar el desempeño (en nuestro caso a nivel de costos), quedando abierta la posibilidad que en el futuro se diseñe más indicadores para la empresa perteneciente a las otras categorías.

4.3 DISEÑO DE INDICADORES

4.3.1 INDICADORES DE COSTO FIJO

4.3.1.1 Distribución costo fijo entre directos e indirectos

Los costos fijos pueden ser diferenciados en costos directos e indirectos, entendiéndose por costos directos todos aquellos que pueden ser asignables a una instalación específica del sistema, siendo los costos indirectos el monto restante. Los costos indirectos están relacionados con asesoramiento, estudios, multas, gastos financieros, gastos de viajes, gastos de auditorías, parte del costo de licencias y software, entre otros.

Tabla 18: Distribución de costo fijo entre directo e indirecto

Distribución de costos fijos (MMUSD)	2008	2009	2010
C. Directos	52.57	58.06	68.92
C. Indirectos	7.66	4.86	9.68
Total (MMUSD)	60.23	62.92	78.60

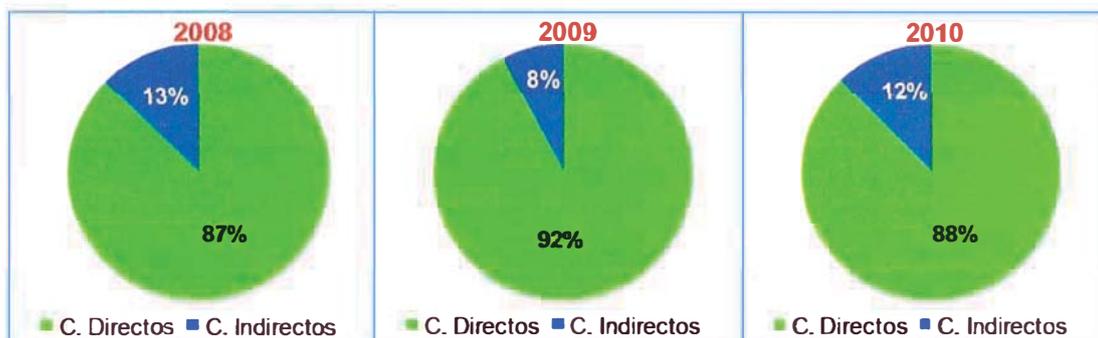


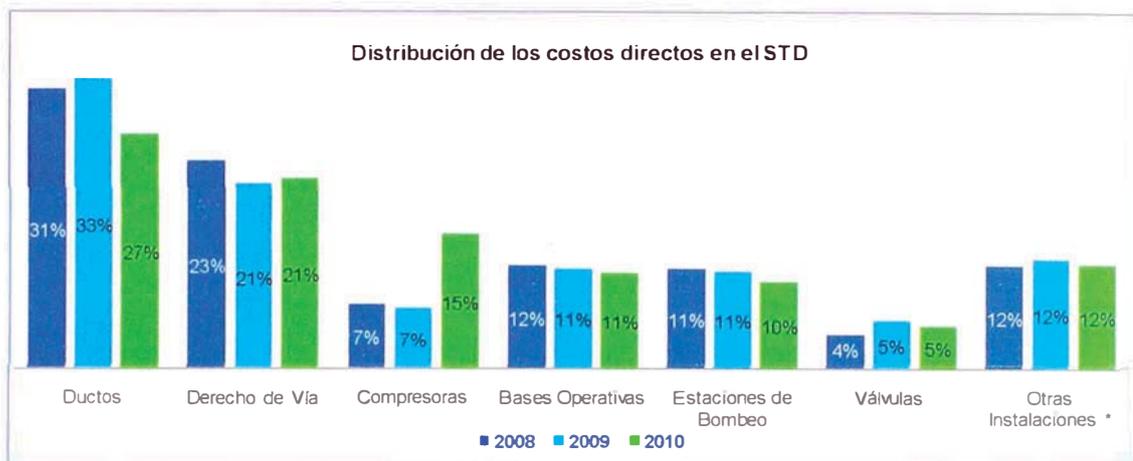
Gráfico 12: Distribución porcentual del costo fijo para TgP

Según los gráficos, los costos directos oscilan entre 87% y 92% del total de costo fijo. El aumento del costo indirecto para el 2010 se debe al costo asociado con el CUA² (Capacity Use Agreement entre TgP y la empresa PLNG), aumento de gastos de estructura, entre otros. El aumento de los costos directos en el 2010 se debe principalmente al mayor costo por servicio de compresión, mayor costo de salarios debido al aumento de personal propio, aumento del costo de seguros para la operación, entre otros.

² CUA: Capacity Use Agreement, es un acuerdo entre la empresa PLNG y TgP, por la cual esta última puede hacer uso de una parte capacidad del ducto de PLNG para transportar NG.

4.3.1.2 Distribución de los costos directos por instalación

La distribución de los costos directos por instalaciones se muestra en la parte inferior, la mayor parte de éstos son imputados a los ductos, oscilando entre 27% a 33% del total de costos directos. Los costos más representativos asignados a los ductos son: Parte del costo de personal, el mantenimiento de ductos (A&M), costo fijo de geotecnia, entre otros.



(*): Incluye: Cruces, Aeródromo Kiteni, Plantas Reductoras, antenas, estación controladora de presión, scrapers, entre otros.

Gráfico 13: Distribución de costo directo por instalaciones

Los costos asignables al DdV corresponden a costos de alquiler de aeronaves, mantenimiento de caminos y accesos, cuadrillas de mantenimiento de DdV, entre otros.

Los costos asociados a compresoras son: El servicio de compresión pagado al Consorcio Camisea (propietarios de la compresora Malvinas), mantenimiento de planta compresora Chiquinitirca, parte del costo de personal, vigilancia y otros de monto menor. Para el 2010, a diferencia de los años anteriores, existe un costo adicional asignable a compresoras producto del contrato del 32" Agreement.

4.3.1.3 Distribución de los costos directos por región

La distribución de los costos directos por región se ha mantenido en los tres años, siendo la región selva la más costosa, debido a factores ambientales como el difícil acceso y la poca lluvia, escasas vías de accesos,

Tabla 19 Distribución de costo directo por regiones

MMUSD	2008	2009	2010
Selva	28.08	29.42	37.43
Sierra	14.24	16.38	17.70
Costa	10.25	12.26	13.79
Total (MMUSD)	52.57	58.06	68.92

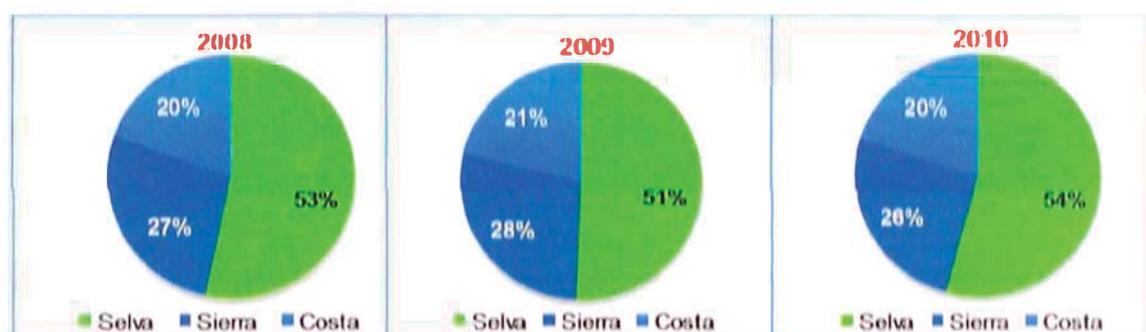


Gráfico 14: Distribución porcentual del costo directo por región

4.3.1.4 Distribución del costo fijo entre NG y NGL

La distribución del costo fijo entre NG y NGL para los tres años se mantuvo para el año 2008 y 2009, ocurriendo un cambio en la composición para el año 2010 para el NG, debido principalmente al mayor costo por servicio de compresión (según contrato, al transportar por encima de 450 MMScfd el precio por MMBTU cambia de 1 USD+PPI a 2.59 USD +PPI)

Tabla 20: Distribución del costo fijo entre NG y NGL

MMUSD	2008	2009	2010
NG	23.90	25.43	40.30
NGL	36.34	37.50	38.30
Total (MMUSD)	60.23	62.92	78.60



La distribución porcentual de los Costos Fijos entre NG y NGL se mantiene para los años 2008 y 2009 mientras que para el año 2010 cambia para ser NG el de mayor costo fijo debido a mayor costo de servicio de compresión, costo de mantenimiento de Planta Compresora Chiquintirca (PCC), 32" Agreement, entre otros.

Gráfico 15: Distribución porcentual entre NG y NGL

4.3.1.5 Indicadores para NG

Para este tipo de indicadores para NG solamente se toma el costo fijo asignable al transporte de gas natural.

a) Costo Fijo NG por volumen anual transportado.

NG	2008	2009	2010
Vol. Anual Transp. (Mm3)	2,687,120	2,889,525	6,531,821
Costo Fijo (\$)	23,895,502	25,425,368	40,302,881
C. Fijo x Vol. Anual Transp. (\$/Mm3)	8.89	8.80	6.17

El indicador que resulta de dividir el costo fijo asignable a NG entre el volumen transportado muestra una disminución en el 2010 debido al mayor nivel transportado de NG, que fue 126% más que en el 2009, a pesar del aumento de las erogaciones en un 60%.

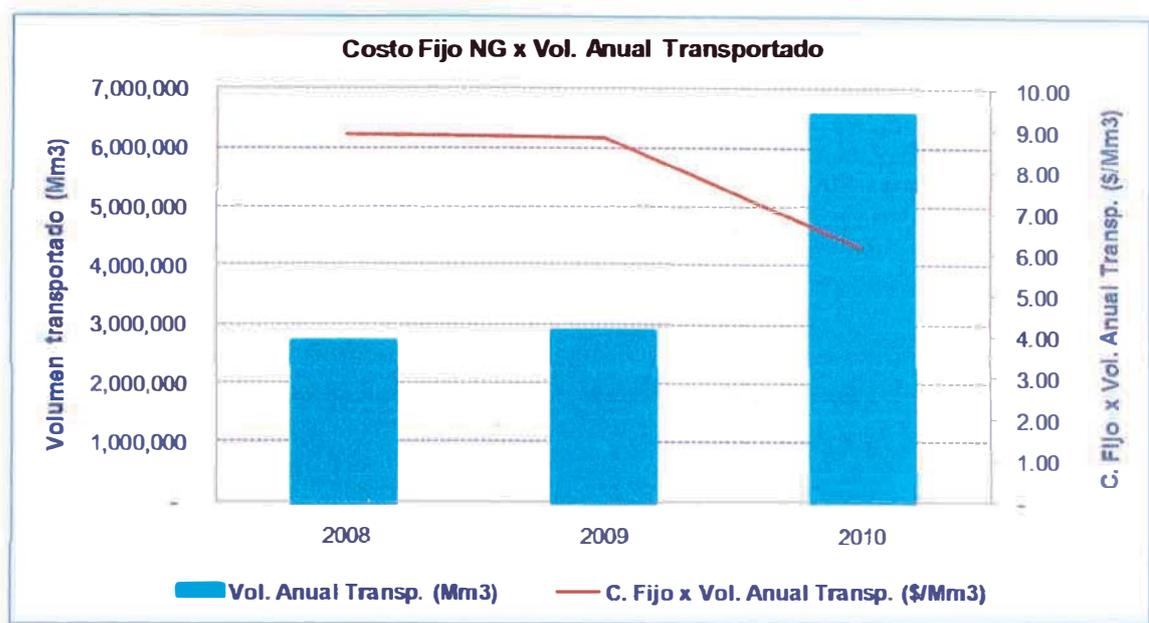


Gráfico 16: Costo fijo versus volumen anual transportado para NG

b) Costo por Km de ducto NG.

Para este indicador se ha tomado una parte del costo fijo NG, que es directamente asignable a los ductos que a la vez está repartido entre las tres regiones por donde cruza el STD.

Tabla 21: Estimación de costo por cada Km de ducto para NG

Costo asignable a ductos NG				Características de ductos NG		
Región	2008	2009	2010	Regiones	Longitud (Km)	Diámetro (plg)
Selva	2,726,720	3,235,836	4,149,031	Selva	208	32"
Sierra	3,020,272	3,330,648	2,858,924	Sierra	310	24"
Costa	893,203	1,309,828	1,334,032	Costa *	211	18"
Total (USD)	6,640,195	7,876,312	8,341,987	Total	729	

(*): Para los años 2008 y 2009 la longitud del ducto en costa fue de 211 Km, en el 2010 se adicionó los 105 Km del proyecto Loop Costa haciendo un total de 316 Km. Con este cambio la longitud total del ducto de NG pasó a ser de 834 Km.

El costo por cada kilómetro de ducto para NG resulta de dividir el costo entre la longitud para cada una de las regiones en los diferentes años.

Costo por Km de ducto NG			
(MUSD/Km)	2008	2009	2010
Selva	13.12	15.56	19.96
Sierra	9.74	10.74	9.22
Costa *	4.23	6.20	4.22

(*): Para el 2010 se adiciona los 105 Km de Loop Costa

En el año 2010 el indicador para la región selva aumenta debido al mayor costo por mantenimiento de ductos y el costo fijo de geotecnia.

La diferencia entre el indicador del 2008 y 2009 para la región selva se debió por el aumento del costo de personal.

4.3.1.6 Indicadores para NGL

Para el cálculo de los indicadores para líquidos solamente se toma el costo fijo asignable a NGL.

a) Costo Fijo NGL por volumen anual transportado.

NGL	2008	2009	2010
Vol. Anual Transp. (bbl)	14,900,376	25,899,232	29,451,598
Costo Fijo (\$)	36,338,774	37,496,995	38,298,661
C. Fijo x Vol. Anual Transp. (\$/bbl)	2.44	1.45	1.30

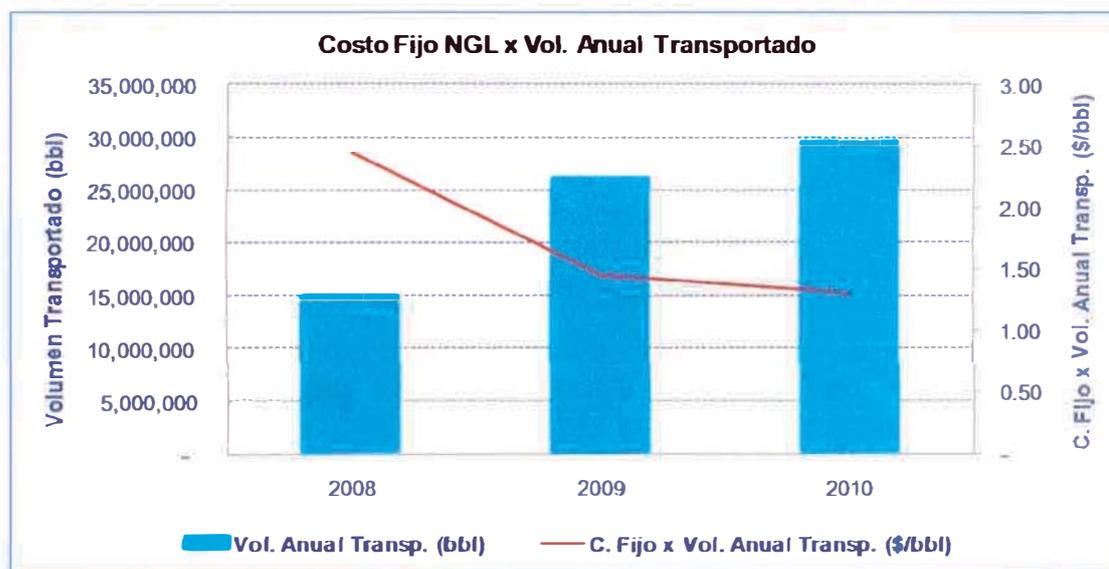


Gráfico 17: Costo fijo versus volumen anual transportado para NGL

b) Costo por Km de ducto NGL.

Para este indicador, al igual que para NG, solamente se tiene en cuenta una parte del costo fijo NGL que es asignable a los ductos como el mantenimiento

de ductos (A&M), salarios, costo fijo de geotecnia, costo por control de derrames, entre otros.

Tabla 22: Estimación de costo por Km de ducto para NGL

Costo asignable a ductos NGL				Características de ductos NGL		
Región	2008	2009	2010	Regiones	Longitud	Díámetro
Selva	5,613,065	6,324,603	5,244,632	Selva	182	14"
Sierra	2,050,492	2,539,035	2,518,273	Sierra	272	14"
Costa	2,218,274	2,234,647	2,163,785	Costa	103	10"
Total (USD)	9,881,830	11,098,285	9,926,690	Total	557	

Con las tablas anteriores se calcula el costo por Km de ducto para NGL.

Costo por Km de ducto NGL			
(MUSD/Km)	2008	2009	2010
Selva	30.77	34.66	28.75
Sierra	7.54	9.33	9.26
Costa	21.58	21.74	21.05

4.3.1.7 Indicadores comunes

a) Costo por Km de Derecho de Vía (DdV)

El derecho de vía viene a ser la franja de terreno que se encuentra sobre los ductos de aproximadamente 25 metros de ancho.

Los costos más representativos asociados al DdV son: cuadrillas de mantenimiento del DdV, logística (alquiler de aeronaves y helicópteros), atención de campamentos, mantenimiento de caminos, monitoreo ambiental, etc.

Tabla 23: Cálculo de costo por cada Km de Derecho de Vía

	Longitud del DdV		
	Costa	Sierra	Selva
Longitud (Km)	297	280	173

(*): En el 2010 se adiciona los 105 Km del Loop Costa

Para el año 2010 la longitud de Km de DdV en costa aumenta debido al proyecto Loop Costa de 297 Km a 401 Km.

Costo asociado al DdV			
USD	2008	2009	2010
Costa	1,892,584	1,917,553	2,778,581
Sierra	2,726,540	2,293,618	3,513,110
Selva	7,639,579	7,824,893	8,516,793
Total (USD)	12,258,703	12,036,065	14,808,485

Costo por Km de DdV			
MUSD/Km	2008	2009	2010
Costa	6.38	6.46	6.92
Sierra	9.74	8.19	12.54
Selva	44.12	45.19	49.19

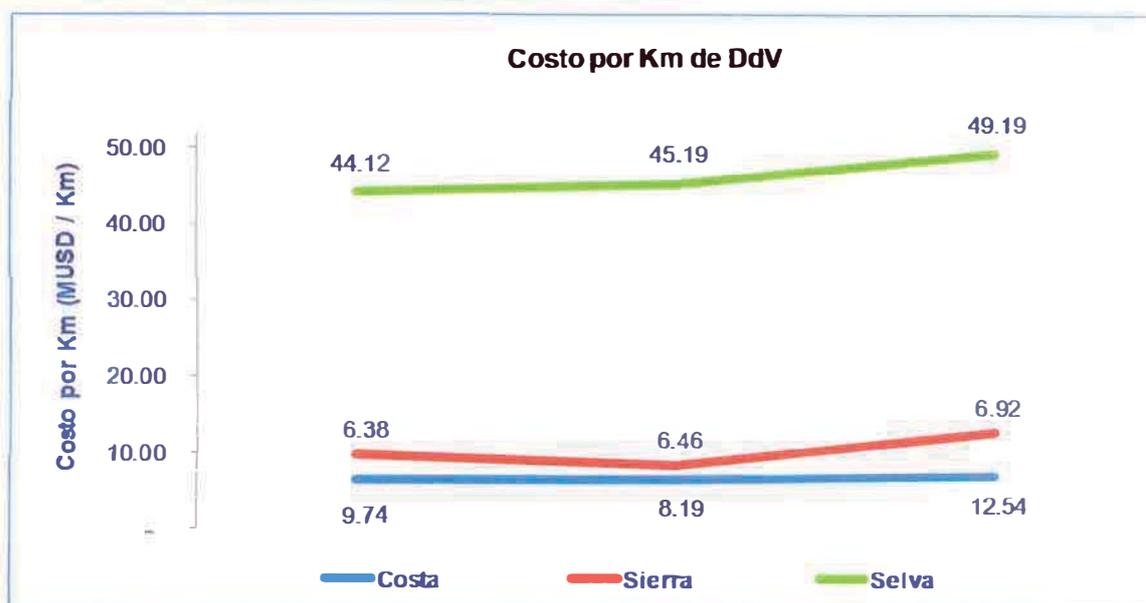
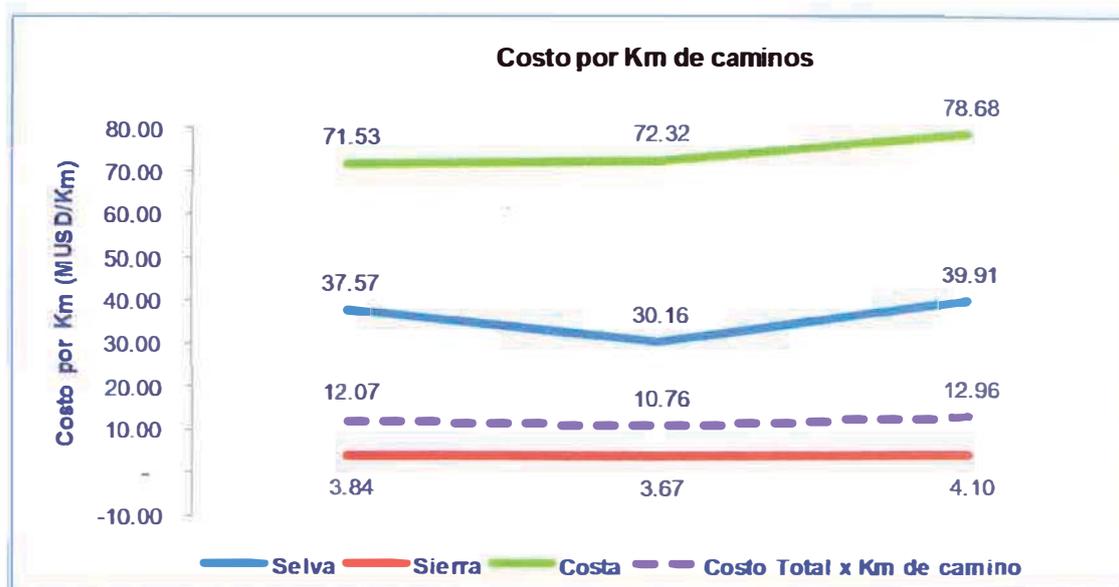


Gráfico 18: Costo por Km de Derecho de Vía

El costo por Km de DdV es más caro en la región selva debido a la complejidad del terreno, fuertes precipitaciones pluviales, presencia de ríos, etc. La costa viene a ser la parte del DdV que origina menos costo por ser una región seca aunque con mayor concentración de población cercana al DdV.

b) Costo por Km de Camino

Costo por Km de camino			
(MUSD/Km)	2008	2009	2010
Selva	37.57	30.16	39.91
Sierra	3.84	3.67	4.10
Costa	71.53	72.32	78.68



El costo por Km de camino es más caro en costa y el menor costo por Km es en sierra. La línea punteada muestra el costo total por el número total de Km.

Gráfico 19: Costo por cada Km de camino

c) Costo por Km de Fibra Óptica.

La fibra óptica es usada a lo largo de todo del STD, la cual permite la comunicación entre las instalaciones.

Costo de Mantenimiento de Fibra Óptica	2008	2009	2010
Costo de F.O. (USD)	314,702	314,564	321,005
Longitud (Km)	742	742	742
Costo x Km (USD / Km)	424	424	433

Para este indicador solamente se toma los costos asociados a mantenimiento de la fibra óptica y los equipos que la red.

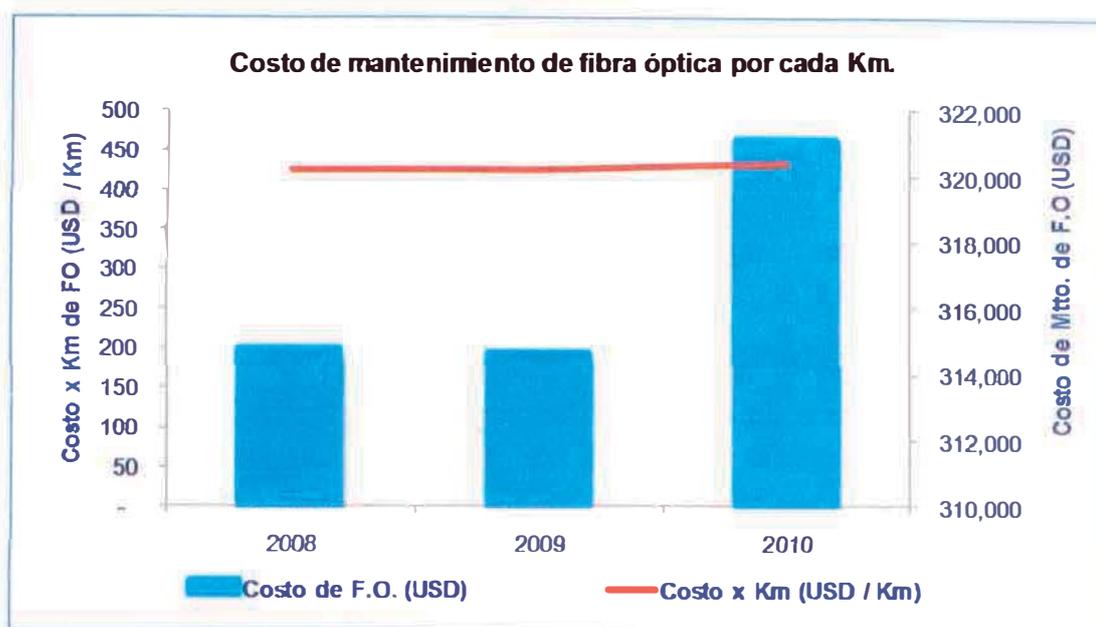


Gráfico 20: Costo de mantenimiento por Km para fibra óptica.

4.3.2 INDICADORES DE COSTO VARIABLE

Tabla 24: Costo variable para NG

Costo Variable NG	2008	2009	2010
Gas para compesoras	2.95	3.27	8.67
Pérdidas de Linepack	-	0.05	-
Obligaciones con el Osinergmin	1.07	1.12	2.14
Total (MMUSD)	4.03	4.44	10.81

El costo relacionado con el Osinergmin es un porcentaje cobrado sobre el total de ingresos (1% del total de ingresos de TgP) que a la vez se reparte entre NG y NGL de acuerdo al porcentaje de aporte al total de ingresos para la empresa de cada uno de ellos.

4.3.2.1 Indicadores para NG

- a) Costo de Fuel Gas para Compresoras por Volumen anual transportado.

NG	2008	2009	2010
Vol. Anual Transp. (Mm3)	2,687,120	2,889,525	6,531,821
Fuel Gas Compresoras (\$)*	2,953,629	3,272,539	8,669,245
FG x Vol. Transp. (\$/Mm3)	1.10	1.13	1.33

(*): Fuel Gas para PCCH y compresora Malvinas.

El consumo de Fuel Gas por Mm3 transportado sufre un cambio entre el 2008 – 2009 debido al efecto del PPI. Para el año 2010 la variación se debe al aumento del precio de NG de acuerdo a contrato con Pluspetrol. En el siguiente cuadro se muestra un resumen del costo por MMBTU, el cual cambia al transportar por encima de 450 MMScfd.

Tabla 25: Tarifas por procesamiento de gas en plantas de compresión.

PC	Capacidad de Transporte	Precio (\$/MMBTU)
Malvinas	Hasta 450 MMScfd	1+PPI
	De 450 a 530 MMScfd	2.59+PPI
Chiquintirca	Hasta 450 MMScfd	
	De 450 a 530 MMScfd	2.59+PPI
	De 530 a 1150 MMScfd	

b) Consumo de Fuel Gas en Planta Compresora Chiquintirca por volumen transportado

Tabla 26: Cantidad de fuel gas para planta compresora Chiquintirca vs volumen transportado.

	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11
Mdo. Local (MMm3)	259.2	310.0	340.7	345.2	360.8	364.5	369.4	365.3	318.5	312.9	322.4	334.7	331.1	364.1
PLNG (MMm3)	5.5	41.0	175.2	287.9	434.5	336.4	422.9	482.4	509.1	529.1	463.2	299.4	489.9	548.3
Total (MMm3)	264.8	351.0	515.9	633.1	795.3	700.9	792.3	847.8	827.6	841.9	785.6	634.1	820.9	912.4
Fuel Gas (Mm3)	1,590	2,562	3,562	5,091	5,322	3,956	6,131	6,173	6,228	5,727	5,494	4,108	6,145	6,166
Ratio (m3/Mm3)	6.00	7.30	6.90	8.04	6.69	5.64	7.74	7.28	7.53	6.80	6.99	6.48	7.49	6.76

La tabla anterior muestra el consumo de Fuel Gas para planta compresora con respecto al volumen transportado a partir de abril del 2010.

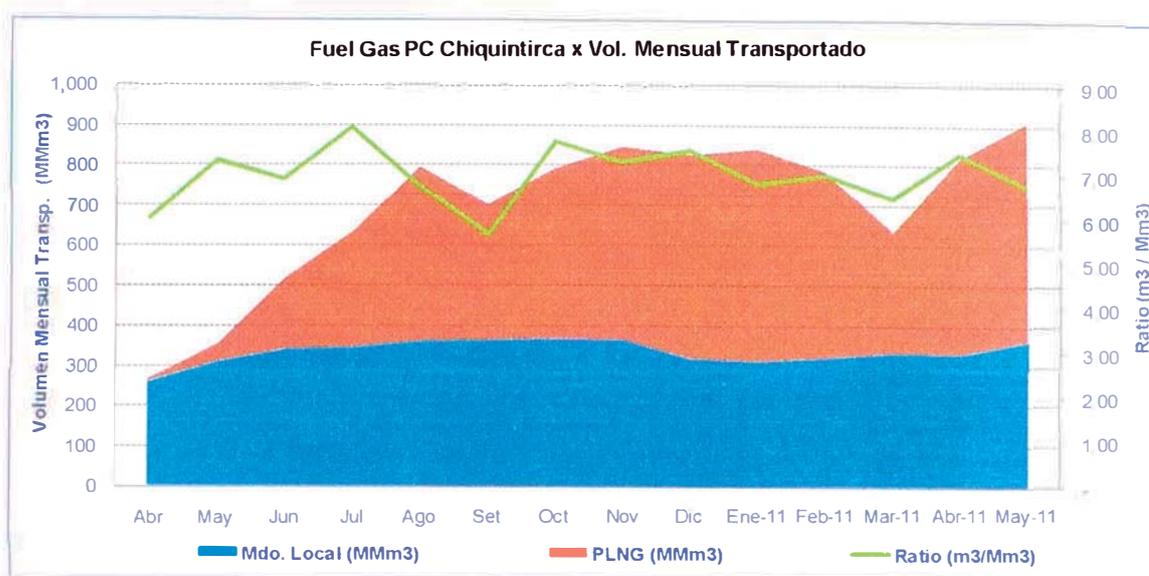


Gráfico 21: Fuel gas consumido para compresora Chiquintirca vs volumen transportado NG

4.3.2.2 Indicadores para NGL

Tabla 27: Costo variable para NGL

Costo Variable NGL	2008	2009	2010
Gas para estaciones de bombeo	0.55	0.93	1.02
Drag Reducer	0.11	0.48	1.01
Obligaciones con el Osinergmin	0.75	1.03	1.37
Total (MMUSD)	1.40	2.44	3.40

El costo relacionado con el Osinergmin es un porcentaje cobrado sobre el total de ingresos (1% del total de ingresos de TgP) que a la vez se reparte entre NG y NGL de acuerdo al porcentaje de aporte al total de ingresos para la empresa de cada uno de ellos.

a) Consumo de Fuel Gas para Estaciones de Bombeo por volumen anual transportado.

Fuel Gas	2008	2009	2010
Vol. Anual Transp. (Mbbl)	14,900	25,899	29,452
Fuel Gas Est. Bombeo (\$)	547,265	927,492	1,020,961
FG x Vol. Transp.(\$/Mbbl)	36.7	35.8	34.7

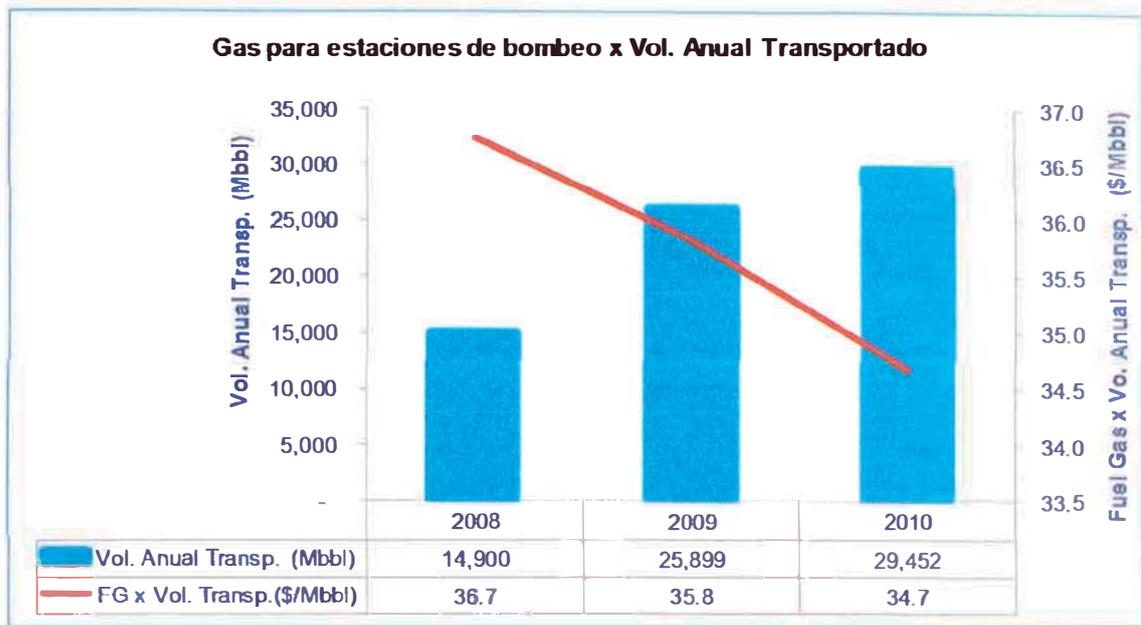


Gráfico 22: Gas para estaciones de bombeo vs volumen transportado NGL

El descenso del ratio de consumo se debe al mayor nivel de transporte producto y de la inyección de Drag Reducer. Los puntos de inyección se hacen en PS1, PS2, PS4 y la Estación Reductora # 2.

Drag Reducer	2008	2009	2010
Vol. Anual Transp. (Mbbbl)	14,900	25,899	29,452
Costo Drag Reducer (\$)	108,838	482,191	1,012,727
Drag Reducer x Vol. Transp. (\$/Mbbbl)	7.30	18.62	34.39

El mayor uso de Drag Reducer en las estaciones de bombeo se debe al mayor nivel de transporte y como medida de mejora de las condiciones de operación que permitan un óptimo desempeño de las mismas. Los costos del drag reducer en el 2008 y 2009 se refieren a pruebas que fueron necesarias para llegar al punto óptimo de partes por millón (PPM).

Estación	PPM
PS1	7.0
PS2	4.9
PS4	2.2
PRS2	2.0

En cuadro muestra las PPM promedio usadas en el 2010 para las 3 estaciones de bombeo y para la estación reductora #2.

b) Consumo de Fuel Gas en Estaciones de Bombeo respecto al volumen transportado.

Tabla 28: Consumo de fuel gas en estaciones de bombeo

Qty Fuel Gas x Est. Bombeo (MMm3)	2008	2009	2010
Vol. Anual Transp. (MMbbl)	14.90	25.90	29.45
PS#1	3.90	6.03	6.40
PS#2	3.71	6.33	6.50
PS#3	3.06	4.94	5.58
PS#4	2.64	4.47	5.15
Total FG (MMm3)	13.31	21.77	23.63

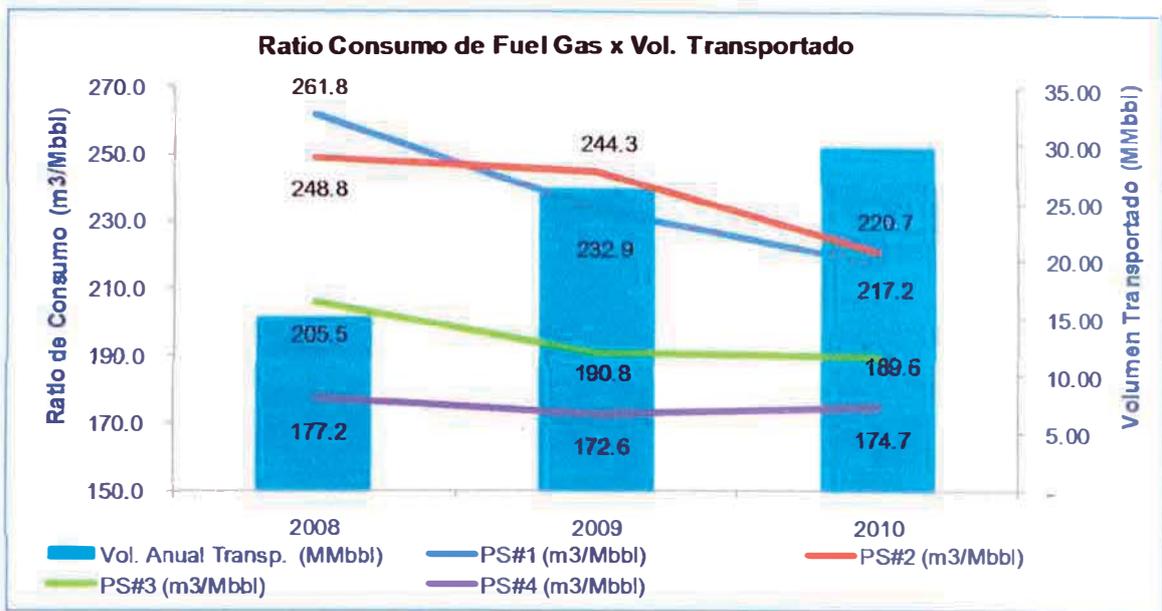
El consumo de gas en las estaciones de bombeo fue afectado por el uso del Drag Reducer con la finalidad de elevar la capacidad de transporte que a la vez originó mayores horas de uso de las bombas.

Con la tabla anterior se calcula el indicador que relaciona consumo de fuel gas por cada estación de bombeo respecto al volumen anual transportado, los resultados del cálculo se muestran en la siguiente tabla:

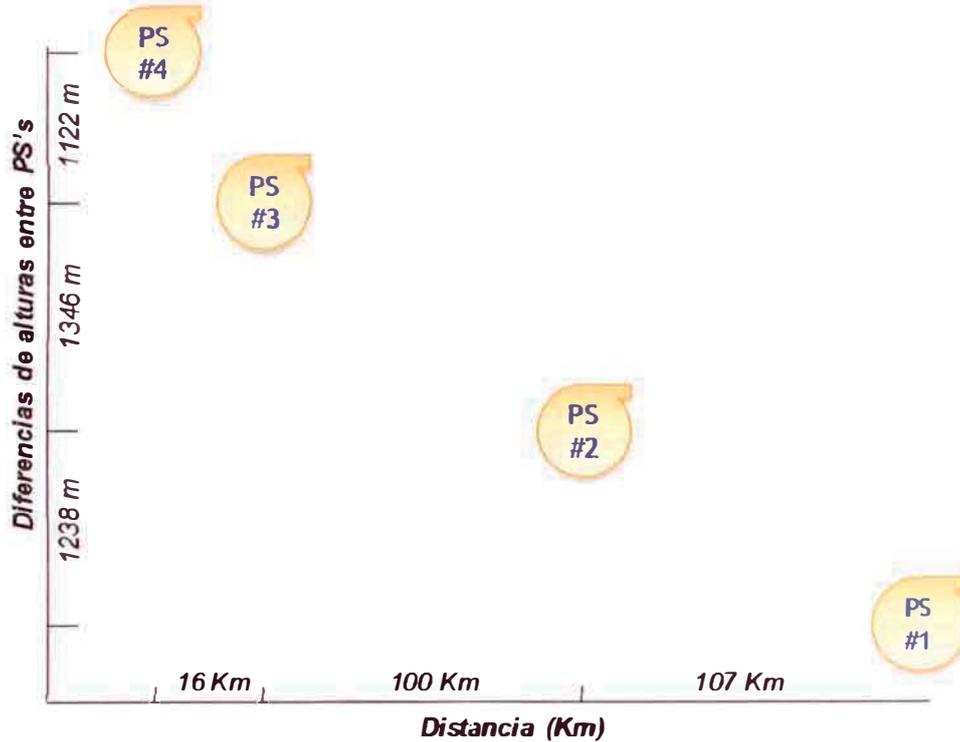
Tabla 29: Comparativa de consumo de fuel gas en cada estación de bombeo

Fuel Gas para PS's x Vol. Transportado	2008	2009	2010
Vol. Anual Transp. (MMbbl)	14.90	25.90	29.45
PS#1 (m3/Mbbl)	261.8	232.9	217.2
PS#2 (m3/Mbbl)	248.8	244.3	220.7
PS#3 (m3/Mbbl)	205.5	190.8	189.6
PS#4 (m3/Mbbl)	177.2	172.6	174.7
Ratio Global (m3/Mbbl)	893.3	840.7	802.2

Se debe considerar que factores como la eficiencia mecánica y el Δ Presión en las operaciones diarias afectan el nivel de consumo en las bombas



El consumo de de PS4 es menor que PS3. En cuanto a PS1 y PS2, esta última consume más Fuel Gas, la explicación se debe a que el NGL debe ser bombeado por PS2 con una presión 7% superior a la que bombea PS1 por lo que consume un 2% más de Fuel Gas.



El consumo de fuel gas en cada estación de bombeo se ve influenciado por la distancia y la diferencia de altura entre las mismas.

Gráfico 23: Influencia de la distancia y altura en los consumos de fuel gas para las estaciones de bombeo

4.3.3 OTROS INDICADORES RELATIVOS A LA OPERACIÓN

4.3.3.1 Costo total por volumen transportado para NG y NGL

Este indicador resulta de tomar en cuenta el costo fijo y el costo variable, ya sea para el NG y NGL, y dividirlo entre el volumen anual transportado.

Para NG

Tabla 30: Costo total para NG versus volumen transportado

Costos Totales NG			
Costo Total x Vol. Anual Transp.	2008	2009	2010
Vol. Anual Transp. (Mm3)	2,687,120	2,889,525	6,531,821
Costo Fijo NG (\$)	23,895,502	25,425,368	40,302,881
Costo Variable (\$)	4,027,311	4,440,244	10,809,050
Costo Total (\$)	27,922,813	29,865,613	51,111,930
CT x Vol. Anual. Transp. (\$/Mm3)	10.39	10.34	7.83



Gráfico 24: Costo total (fijo + variable) vs volumen transportado NG

Para NGL

Tabla 31: Costo total para NGL versus volumen transportado

Costos Totales NGL			
Costo Total x Vol. Anual Transp.	2008	2009	2010
Vol. Anual Transp. (bbl)	14,900,376	25,899,232	29,451,598
Costo Fijo NGL (\$)	36,338,774	37,496,995	38,298,661
Costo Variable (\$)	1,401,144	2,440,854	3,402,365
Costo Total (\$)	37,739,918	39,937,849	41,701,026
CT x Vol. Anual. Transp. (\$/bbl)	2.53	1.54	1.42

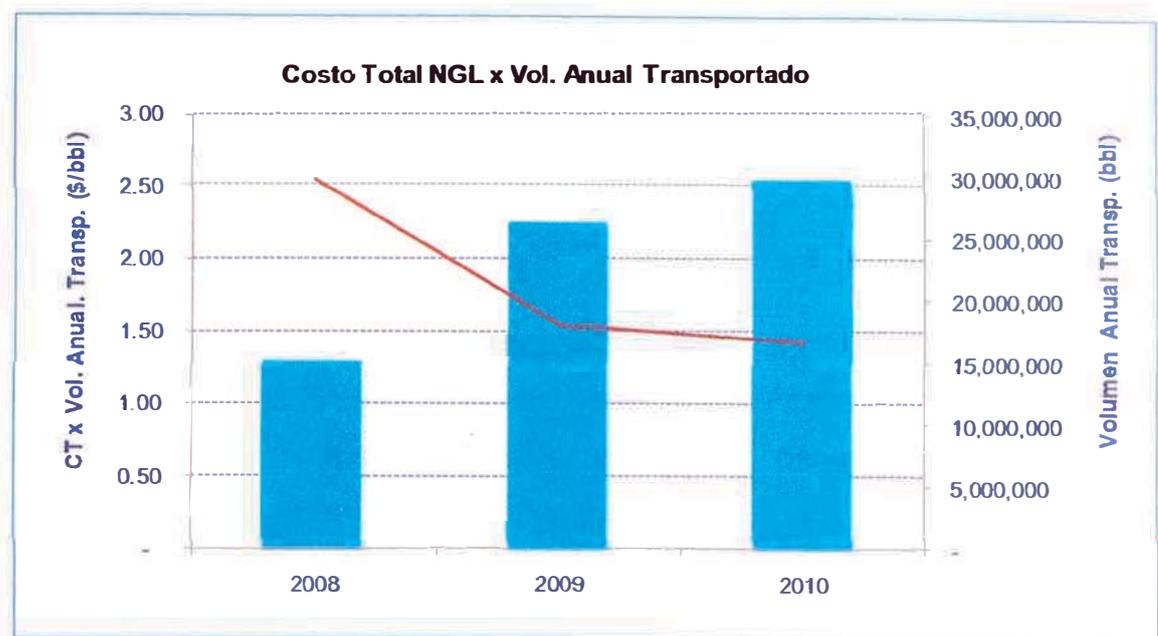


Gráfico 25: Costo total (fijo + variable) vs volumen transportado NGL

4.3.3.2 Horas de vuelos para la operación

TGP no posee aeronaves propias, se contratan servicios de vuelos con un mínimo de horas más un precio horario adicional (el precio se ajusta básicamente por el costo de combustible). Actualmente la estructura de logística aérea de la operación se compone de un helicóptero B3 de porte pequeño para la zona de selva y eventualmente para sierra, un helicóptero Bell 212 para transporte de pasajeros y ocasionalmente carga en la zona selva, un helicóptero MI 17 para carga y un avión Twin Otter que realiza el recorrido Ayacucho – Kiteni - Ayacucho (y otras rutas eventualmente) para traslado de personal.

El siguiente cuadro muestra la evolución del total horas de vuelo consumidas para Opex, Geotecnia, Capex y extraordinarios; donde se puede apreciar que año a año TgP ha optimizando recursos logrando una reducción de horas en vuelos.

Tabla 32: Número de horas de vuelo por año

Qty Hrs	2007 R	2008 R	2009 R	2010 R
B3	712	576	888	888
Bell 212	1616	1012	890	733
MI 17	919	1026	688	578
Avión	481	407	393	398
Total Qty de Hrs	3729	3021	2859	2597

A pesar de que TgP está optimizando el uso de sus recursos, el mercado tiende a ajustar el precio de los mismos de manera creciente. La siguiente tabla muestra el costo promedio por hora por tipo de aeronave, el cual ha sido creciente provocando un impacto en el costo total.

Tabla 33: Precio por hora de vuelo por cada tipo de aeronave

Precio / hr	2007 R	2008 R	2009 R	2010 R
B3	1,967	2,182	2,199	2,499
Bell 212	2,260	2,783	2,781	3,085
MI 17	3,700	4,880	4,963	5,776
Avión	1,831	1,867	2,428	2,603
Precio promedio / hr	2,440	2,928	3,093	3,491
Total (MMUSD)	9.34	9.84	8.80	8.86



Gráfico 26: Evolución de horas de vuelo para la operación de TgP

Los helicópteros son los más usados en la operación, representando entre el 85% al 90% del total las erogaciones en vuelos. Por otro lado, las horas de

vuelo de helicópteros están distribuidas entre Opex, Geotecnia y Otros (horas de vuelo para Capex y gastos extraordinarios)

Tabla 34: Horas de vuelos de helicópteros

Conceptos	2008	2009	2010
Opex	888	899	674
Geotecnia	1522	1185	1086
Otros*	204	382	440
Total	2614	2466	2199

(*): Contempla horas para Capex y gastos extraordinarios

Tabla 35: Costo de hora de vuelo de helicópteros

Conceptos	2008	2009	2010
Opex	2.73	2.53	2.01
Geotecnia	6.25	4.20	4.79
Otros*	0.10	1.11	1.02
Total (MMUSD)	9.08	7.84	7.82

(*): Contempla horas para Capex y gastos extraordinarios

4.3.3.3 Indicadores asociados a Geotecnia

El mantenimiento del sistema de TgP está tercerizado bajo un contrato de Atención y Mantenimiento (A&M) entre COGA y Techint que fue firmado inicialmente en diciembre de 2004 y tuvo modificaciones sustanciales a partir de marzo de 2006. Las modificaciones implicaron incremento en el alcance de tareas y fueron consecuencia de la evaluación posterior a los incidentes ocurridos en 2005 y 2006. En enero de 2007 entró vigente un nuevo contrato con una duración de tres años, el último contrato firmado con Techint fue en el 2010 con una vigencia de 3 años (hasta diciembre del 2012)

El contrato incluye personal, maquinarias y equipos asignados a cada tarea y cada lugar, con un precio asignado a cada uno. Se basa sobre un fijo ajustado por una fórmula polinómica, más adicionales por trabajos puntuales.

Adicionalmente, COGA contrata a Techint para atender las obras de geotecnia necesarias para garantizar la estabilidad del Derecho de Vía.

a) Distribución de costo de geotecnia entre obras y mantenimiento.

La geotecnia puede ser por ejecución de obras nuevas en algún punto de STD o trabajos de mantenimiento de obras existentes. Cabe mencionar que a inicios de la operación de TgP se esperaba realizar sólo actividades de mantenimiento (de ahí que en el 2005 sólo se gastó 3.07 MMUS\$); sin embargo, debido al historial de incidentes que sufrió la empresa los montos erogados en los años siguientes corresponden a obras y trabajos de mantenimiento mayor, los mismos que a partir del 2008 se han venido reduciendo gracias a la optimización en el uso de recursos, así como a la implementación de instrumentos de gestión de riesgos que permitieron realizar una priorización de actividades. A continuación se muestra la distribución del gasto desde el año 2005 hasta el 2010.

Tabla 36: Costo de estabilización del Derecho de Vía

Estabilización de DdV	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Obras	-	22.46	18.62	19.33	14.64	12.20
Mantenimiento	3.07	3.51	6.20	6.20	4.57	6.49
Total (MMUSD)	3.07	25.97	24.83	25.53	19.21	18.69

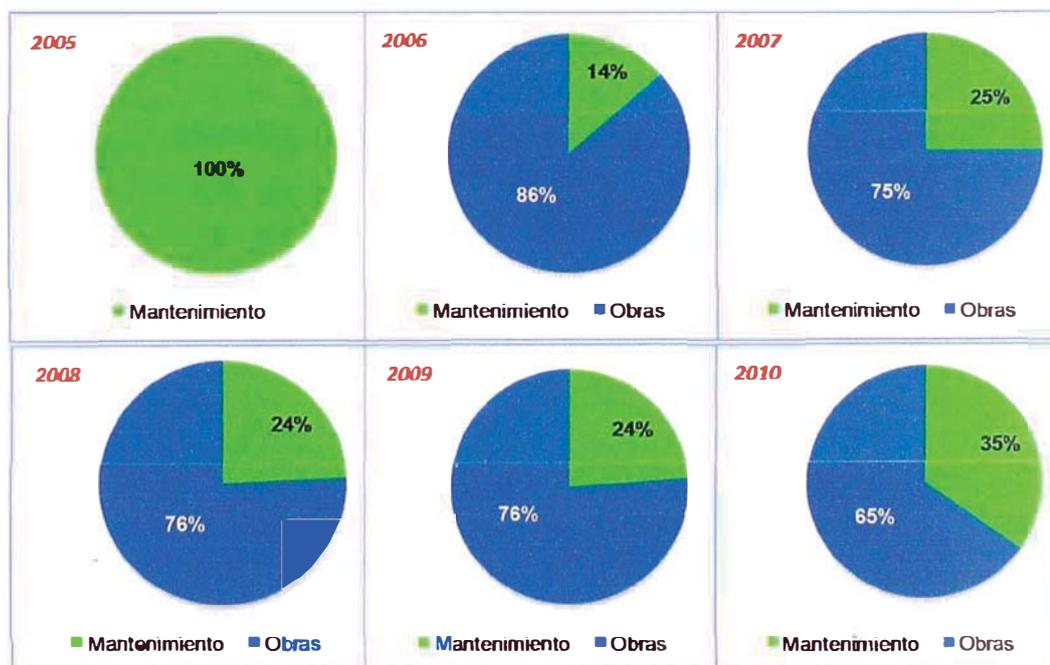


Gráfico 27: Composición porcentual entre mantenimiento de obras y nuevas obras

La secuencia temporal de erogaciones en geotecnia se puede resumir de la siguiente manera:

- **Año 2005:** Mantenimiento de las obras superficiales. Comienzan a manifestarse puntos de inestabilidad en el derecho de vía, relacionados con excesivas tapadas, botaderos y gran cantidad de agua sub-superficial. Pico de personas asignadas a tareas de geotecnia: entre 200 y 250.
- **Año 2006:** A raíz de las fallas ocurridas, se producen intervenciones masivas, de mayor profundidad, pero de bajo nivel de estudio, debido a la urgencia de estabilizar el derecho de vía. Se desarrolla la matriz de riesgos (para ver la matriz de riesgo por años desde el 2006 al 2011 revisar el anexo III). Se inicia el cálculo de factores de seguridad y se desarrolla el procedimiento de ingeniería para las obras. En la temporada de lluvias 2006-2007 se inició la implementación de grupos de vigilancia para la identificación temprana de fallas, para una mejor definición de las obras a realizar. Pico de personas asignadas a tareas de geotecnia: 1490 (mes de septiembre).
- **Año 2007:** Intervenciones planificadas, con mayor nivel de estudio y uso de nuevas tecnologías. Se evaluaron y priorizaron los puntos a intervenir sobre la base de una Matriz de Riesgo. La matriz de riesgo involucra parámetros de geoamenazas y severidad en caso de algún evento, con lo cual la medida de “riesgo” resulta de la interacción entre la probabilidad de falla geotécnica y la severidad. Adicionalmente, y sobre esta base, se realiza una evaluación cualitativa sobre el riesgo global de cada tramo particular de los ductos.

A fines de año se negoció con Techint un nuevo precio para la mano de obra. Antes de la renegociación se abonaba un fijo de 80 personas de base más adicionales a 9,11 US\$/hora. Luego se pasó a un fijo de 150 personas por 12 meses a 6,01 US\$/hora más 100 por 8 meses a 7,05 US\$/hora más 100 por 4 meses a 8,09 US\$/hora. Las personas adicionales se mantuvieron a 9,11 US\$/hora. Esto produjo un ahorro del 12% en mano de obra contra la situación sin renegociación. Pico de personas asignadas a tareas de geotecnia: 677 (mes de septiembre).

- **Año 2008:** Se intensifica y sistematiza de forma preventiva la identificación de botaderos y áreas del derecho de vía con exceso de tapadas, así como la exploración del subsuelo. Monitoreo permanente de zonas críticas. Se realizó la exploración profunda en cinco lugares para instalar piezómetros e inclinómetros de medición digital.
- **Año 2009:** Se realizó la conformación completa del área de Geotecnia de COGA. Se realizó el mantenimiento de los principales cruces del STD sobre cuerpos de agua. Se obtuvo mayor conocimiento del subsuelo en el sector Selva mediante la elaboración de la zonificación geotécnica en este sector. Se intensificó el Plan de Monitoreo con el cual se asegura la estabilidad de puntos sensibles y en los casos que se han detectado desvíos la intervención es inmediata. Se implementaron nuevas tecnologías en la ejecución de obras de geotecnia: Terramesh, avance con el uso del colide que representa disminución de costos en transporte, estructuras mixtas de tecnologías convencionales con nuevas tecnologías.
- **Año 2010:** El primero de julio del 2010 entró en vigencia en nuevo contrato firmado con Techint. Para labores de geotecnia el nuevo contrato contempla un total de 352 personas permanentes a un costo promedio de 9,67 US\$/hora. Con la negociación del nuevo contrato se espera optimizar recursos, continuando con las tareas de vigilancia del DDV, monitoreo de lugares sensibles y optimización de las obras a ejecutar mediante análisis de ingeniería de cada obra en particular, además de continuar implementando las tecnologías utilizadas en el año 2009. Se dará importancia y prioridad a la aplicación del Sistema de Gestión Integrado.

La cantidad total de trabajos ejecutados (obras + manteniendo) a partir del 2006 hasta el 2010 se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 37: cantidad de obras y mantenimientos realizados por año

Estabilización de DdV	2006	2007	2008	2009	2010
Costo (MMUSD)	25.97	24.83	25.53	19.21	18.69
Cantidad de Obras*	123	101	70	50	44

(*): Obras nuevas + mantenimiento de obras axistentes.

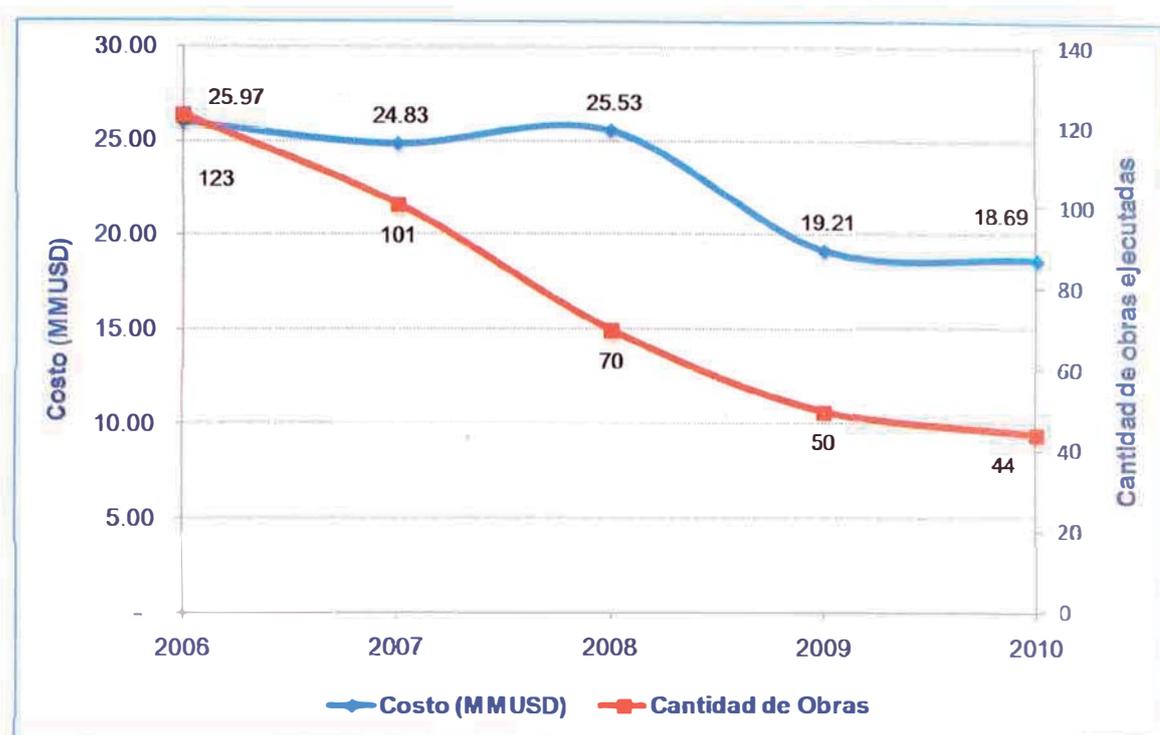


Gráfico 28: cantidad de obras versus costos

Conforme pasa los años la proporción entre obras nuevas y mantenimiento de obras existentes ha cambiado. Es así que en el 2006 la mayor cantidad de trabajos se debía trabajos nuevos mientras que en el 2010 la mayor cantidad de trabajos se debe a obras de mantenimiento.

b) Distribución de costos de geotecnia por región

Tabla 38: Costos de geotecnia por región

Distribución por región	2008	2009	2010
Selva	19.88	16.22	13.65
Sierra	1.32	1.77	3.49
Costa	4.33	1.22	1.56
Total (MMUSD)	25.53	19.21	18.69

En la región selva las necesidades de realizar trabajos de geotecnia surgen debido a las fuertes precipitaciones que originan deslizamientos de terreno y crecidas de ríos, en la costa los trabajos se realizan generalmente en los cruces de ríos y por daños de terceros.

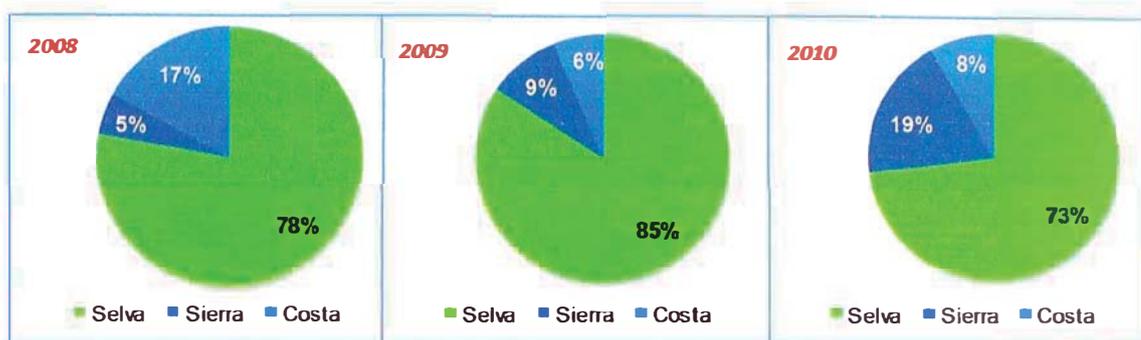


Gráfico 29: Composición de costo de geotecnia por región

c) Horas hombre promedio por obra.

El siguiente cuadro muestra la cantidad de horas de trabajo utilizadas para los trabajos de geotecnia y la cantidad de obras ejecutadas para cada año, lo que nos da en promedio las horas hombre utilizadas por obra. Este indicador no distingue entre la ejecución de obras nuevas y mantenimiento de obras existentes ni la ubicación de la misma.

Tabla 39: Número promedio de horas hombre por obra

Estabilización de DdV	2006	2007	2008	2009	2010
HH	1,938,950	1,505,869	1,266,447	1,008,691	936,482
Cantidad de Obras*	123	101	70	50	44
HH/ Obra	15,764	14,910	18,092	20,174	21,284

(*): Obras nuevas + mantenimiento de obras axistentes.

d) Horas de vuelos para Geotecnia.

Cada año TgP ha optimizado las horas de vuelos para labores de geotecnia, logrando una disminución progresiva de las mismas. Por otro lado el mercado tiende a ajustar el precio horario de manera creciente.

Tabla 40: Costo promedio por hora de vuelo de helicóptero para geotecnia.

Qty Horas Helicópteros	2006	2007	2008	2009	2010
Horas de vuelo	2183	1898	1522	1185	1086
Costo USD/HV	2,805	2,805	4,105	3,547	4,408
Costo Total (USD)	6,123,315	5,323,890	6,247,810	4,203,195	4,787,088

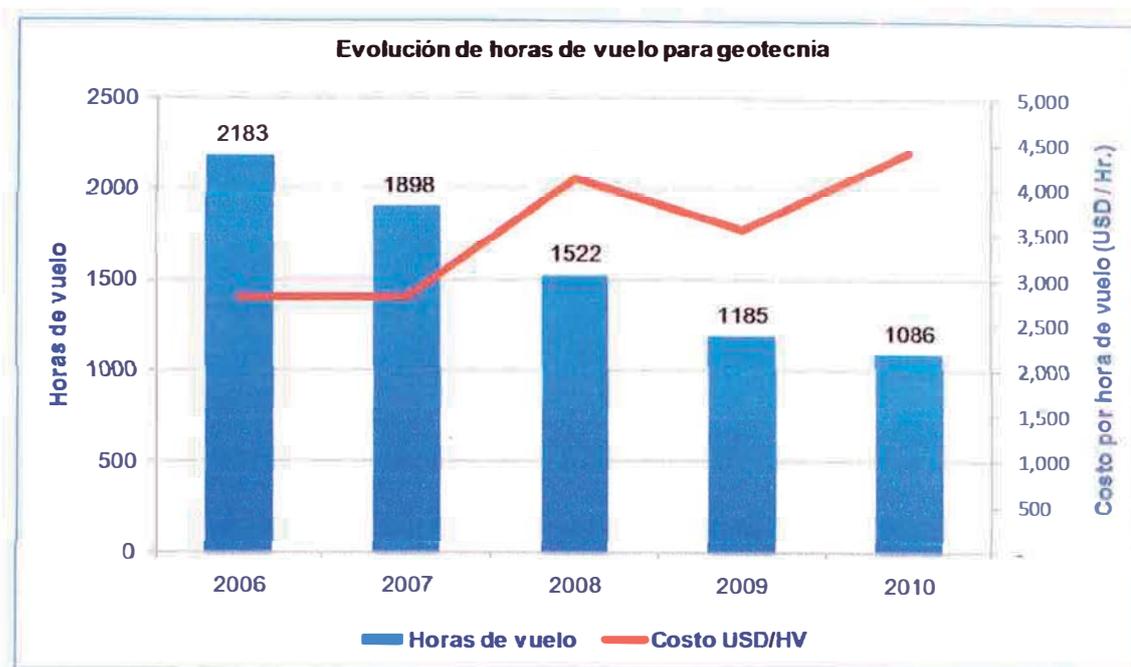


Gráfico 30: Evolución de horas de vuelo para geotecnia.

4.4 VALIDACIÓN DE INDICADORES

Para la validación de indicadores se ha tomado en cuenta dos criterios:

- El primero de ellos es la propia validación interna que realizaron las áreas de la empresa. La validación de las áreas tuvo en cuenta principalmente la coherencia del indicador y el grado de utilidad para su gestión. En la siguiente tabla se muestra los resultados de la evaluación:

Tabla 41: resultado de evaluación de las áreas para los indicadores desarrollados

INDICADORES	CALIFICACIÓN DE ÁREAS				
	Control de Gestión	Transporte	Mantenimiento	Ingeniería	Promedio
INDICADORES DE COSTO FIJO					
Distribución costo fijo entre directos e indirectos	4.0	3.0	4.0	3.0	3.5
Distribución de los costos directos por instalación	4.0	3.0	5.0	3.0	3.8
Distribución de los costos directos por región	4.0	3.0	4.0	3.5	3.6
Distribución del costo fijo entre NG y NGL	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
Costo Fijo NG por volumen anual transportado	4.0	4.0	3.0	3.5	3.6

INDICADORES	CALIFICACIÓN DE ÁREAS				
	Control de Gestión	Transporte	Mantenimiento	Ingeniería	Promedio
Costo por Km de ducto NG	3.0	3.0	5.0	3.0	3.5
Costo Fijo NGL por volumen anual transportado	4.0	4.0	3.0	3.5	3.6
Costo por Km de ducto NGL	3.0	3.0	5.0	3.0	3.5
Costo por Km de Derecho de Via (DdV)	4.0	3.0	5.0	3.0	3.8
Costo por Km de Camino	4.0	3.0	4.0	4.0	3.8
Costo por Km de Fibra Óptica	4.0	3.0	5.0	3.0	3.8
INDICADORES DE COSTO VARIABLE					
Costo de Fuel Gas para Compresoras por Volumen anual transportado	4.0	5.0	3.0	4.0	4.0
Consumo de Fuel Gas en Planta Compresora Chiquintirca por volumen transportado	4.0	5.0	3.0	4.0	4.0
Consumo de Fuel Gas para Estaciones de Bombeo por volumen anual transportado	4.0	5.0	3.0	4.0	4.0
Consumo de Fuel Gas en Estaciones de Bombeo respecto al volumen transportado	4.0	5.0	3.0	4.0	4.0
OTROS INDICADORES RELATIVOS A LA OPERACIÓN					
Costo total por volumen transportado para NG y NGL	5.0	5.0	4.0	3.0	4.3
Horas de vuelos para la operación	5.0	3.0	5.0	3.0	4.0
Distribución de costo de geotecnia entre obras y mantenimiento	4.0	3.0	5.0	3.0	3.8
Distribución de costos de geotecnia por región	4.0	3.0	5.0	3.0	3.8
Horas hombre promedio por obra	4.0	3.0	5.0	3.0	3.8
Horas de vuelos para Geotecnia	4.0	3.0	5.0	3.0	3.8
Evaluación máxima 5, mínima 1					

b) El segundo criterio fue evaluar los indicadores creados, usando para ello los tres requisitos establecidos en el capítulo III. Los resultados de la evaluación se detallan en la tabla a continuación:

Tabla 42: Resultado de evaluación de indicadores en base a los requisitos establecidos en el Capítulo III.

INDICADORES	Requisito 1	Peso	Requisito 2	Peso	Requisito 3	Peso	Total
INDICADORES DE COSTO FIJO							
Distribución costo fijo entre directos e indirectos	3	30%	5	30%	3.5	40%	3.8
Distribución de los costos directos por instalación	5	30%	4	30%	3	40%	3.9
Distribución de los costos directos por región	4	30%	4	30%	3	40%	3.6
Distribución del costo fijo entre NG y NGL	4	30%	4	30%	4	40%	4
Costo Fijo NG por volumen anual transportado	4	30%	4	30%	4	40%	4
Costo por Km de ducto NG	5	30%	4	30%	3	40%	3.9
Costo Fijo NGL por volumen anual transportado	4	30%	3	30%	5	40%	4.1
Costo por Km de ducto NGL	5	30%	4	30%	3	40%	3.9
Costo por Km de Derecho de Vía (DdV)	5	30%	4	30%	3	40%	3.9
Costo por Km de Camino	5	30%	4	30%	3	40%	3.9
Costo por Km de Fibra Óptica	5	30%	4	30%	3	40%	3.9
INDICADORES DE COSTO VARIABLE							
Costo de Fuel Gas para Compresoras por Volumen anual transportado	4	30%	4	30%	5	40%	4.4
Consumo de Fuel Gas en Planta Compresora Chiquintirca por volumen transportado	4	30%	4	30%	5	40%	4.4
Consumo de Fuel Gas para Estaciones de Bombeo por volumen anual transportado	4	30%	4	30%	5	40%	4.4
Consumo de Fuel Gas en Estaciones de Bombeo respecto al volumen transportado	4	30%	4	30%	5	40%	4.4
OTROS INDICADORES RELATIVOS A LA OPERACIÓN							
Costo total por volumen transportado para NG y NGL	4	30%	4	30%	5	40%	4.4
Horas de vuelos para la operación	5	30%	4	30%	4	40%	4.3
Distribución de costo de geotecnia entre obras y mantenimiento	4	30%	4	30%	4	40%	4
Distribución de costos de geotecnia por región	4	30%	4	30%	4	40%	4
Horas hombre promedio por obra	5	30%	4	30%	4	40%	4.3
Horas de vuelos para Geotecnia	5	30%	4	30%	4	40%	4.3
<i>Evaluación máxima 5, mínima 1</i>							

De acuerdo a los resultados de la tabla podemos concluir que se ha alcanzado el objetivo de diseñar indicadores útiles para las áreas, y a la vez cumplen los requisitos inicialmente establecidos en el capítulo III del presente informe.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Habiéndose definido el problema (Falta de un análisis estructurado y profundo a nivel de costos que permita medir el desempeño de la empresa y los efectos de las mejoras implementadas), ahora se muestra la forma cómo la solución planteada ayuda a resolver el problema:

Tabla 43: Resultados obtenidos de la solución planteada

N°	Limitaciones antes del diseño de indicadores	Solución desarrollada	Resultados
1	Desconocimiento de la organización desde el punto de vista de la distribución de costos.	Elaboración de indicadores de gestión	Con la identificación y clasificación de costos por categorías se logró conocer los niveles de costos fijos, variables, directos, indirectos, por región, instalación, entre otros.
2	Carencia de criterio para ponderación de actividades		Mayor énfasis en la mejora de aquellos procesos cuyos costos son altos con el fin de lograr ahorros.
3	Carencia de alineación		Se logró definir los objetivos estratégicos (especialmente en las inversiones) sobre la base de la información obtenida de los indicadores.
4	Falta de identificación de costos fijos y Variables		Se logró enmarcar cada costo en su respectiva categoría. Con esto la empresa pudo realizar simulaciones con diversos niveles de ingresos.
5	Falta de distribución del costo fijo entre los productos		La empresa ahora tiene la posibilidad de realizar un análisis sobre los márgenes

N°	Limitaciones antes del diseño de indicadores	Solución desarrollada	Resultados
	transportados.		obtenidos por cada producto transportado (NG y NGL), pues ya se tiene repartido el costo fijo para cada producto.
6	Desconocimiento del nivel de costos por instalación.		Se logró identificar las instalaciones con mayores costos asociados. Posterior a ello se ha trabajado en la búsqueda de mejoras en cada una de las mismas.
7	Medición del nivel de costos comunes y de geotecnia.		La empresa mejoró su posición contractual con los proveedores. Especialmente para los costos geotecnia y mantenimiento del DdV.

Así mismo debemos mencionar los principales hallazgos de los indicadores:

- a) En la empresa TgP, al separar los costos entre directos e indirectos, podemos decir que aproximadamente el 90 % del costo está asociado directamente con la operación. Esto principalmente se debe a la necesidad de tener una serie de instalaciones y bases operativas a los largo del STD.
- b) Al realizar un análisis de la distribución de los costos directos por tipo de instalación, podemos ver que los costos de mantenimiento de ductos representan una buena porción de los costos directos, entre los principales costos está parte del costo de personal, el mantenimiento de ductos, costos de geotecnia, entre otros. El segundo lugar corresponde a los costos asignables al derecho de vía, siendo entre los costos más representativos los costos de relaciones comunitarias, monitoreo ambiental, recolección y disposición de residuos, mantenimiento de caminos, entre otros.
- c) La distribución de los costos directos por región se ha mantenido para los tres años del análisis, siendo la región selva la más costosa

(aproximadamente el 50 % de costo directo es asignable a dicha región), debido a factores ambientales como el difícil acceso, abundantes lluvias, escasas vías de accesos, etc.

- d) La distribución del costo fijo entre NG y NGL para los tres años se mantuvo para los años 2008 y 2009, ocurriendo un cambio en la composición para el año 2010 para el NG, debido principalmente al mayor costo por servicio de compresión (debido a un efecto contractual: al transportar por encima de 450 MMScfd el precio por cada MMBTU cambia de 1 US\$+PPI a 2.59 US\$ +PPI)
- e) La economía a escala se hace presente en la operación de TgP, esto principalmente se puede ver al analizar los ratios del costo fijo respecto al volumen transportado.
- f) En la operación de TgP, los costos fijos asignables directamente a los ductos muestran una tendencia, la cual indica el mayor costo por Km en selva. Además de ser más costoso un Km de ducto de NGL que el de NG. Esto se debe varios factores, uno de ellos viene a ser las características de los ductos instalados (los ductos de NG son de mayor diámetro que los de NGL)
- g) El costo de Fuel Gas por volumen transportado tiende a disminuir, salvo en el 2010 en donde aumento, sin embargo esto es un efecto de tipo contractual (aumento de tipo tarifario). En los siguientes años se espera que el ratio se ubique por debajo del año 2010, afectado principalmente por el mayor volumen transportado.
- h) El descenso del ratio de consumo de fuel gas en las estaciones de bombeo se debe al mayor nivel de transporte producto y de la inyección de Drag Reducer. Lo último viene ser una mejora operativa en el sistema que te permite transportar mayor cantidad de líquidos, lo cual se ve reflejado en la reducción de costos. Así mismo, el consumo de fuel gas en cada estación de bombeo se ve influenciado por la distancia y la diferencia de altura entre cada una de ellas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- a) Los costos fijos representan alrededor del 60% del costo total de la compañía, esto significa que es necesario un nivel de ingresos mínimo alto para cubrir los costos de operación. Dada esta situación, desde el inicio de la operación de la empresa (2004) hasta principios del 2009, con la finalidad de poder cubrir los costos operativos, el gobierno peruano estableció la Garantía por Red Principal (GRP³)

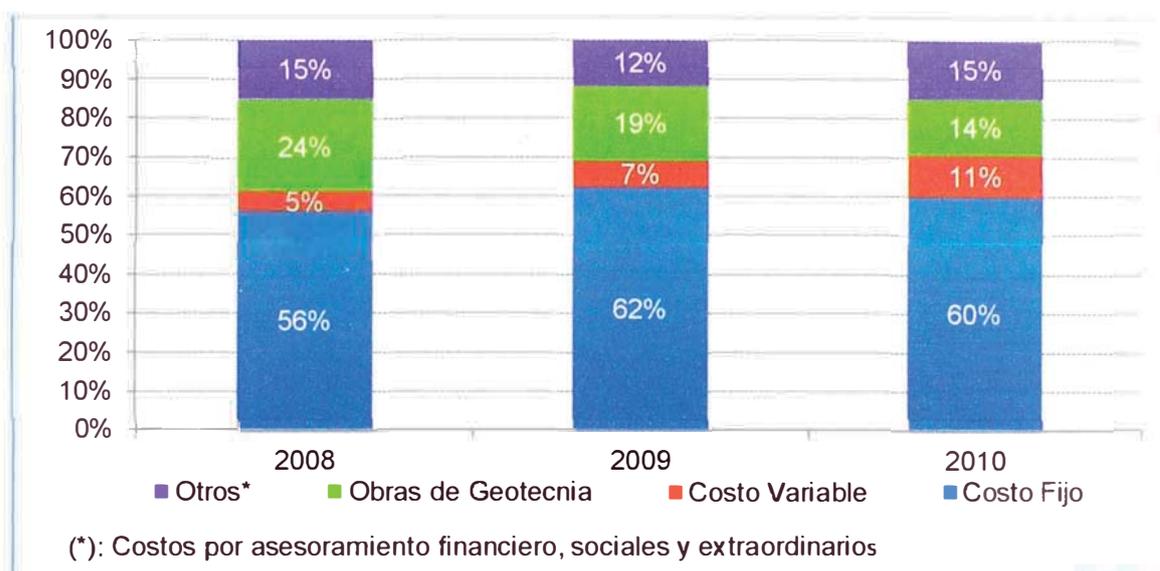


Gráfico 31: Composición porcentual del costo operativo para TgP por categorías

- b) Los costos calificados como variables representan aproximadamente el 10% del costo total. Estos principalmente están relacionados con el fuel gas utilizado en las compresoras y estaciones de bombeo, costos de linepack, drag reducir, entre otros.
- c) Para los años 2008 y 2009 podemos decir que los costos fijos asignables a NGL fueron mayores que los de NGL. Sin embargo en el 2010

³ La Garantía por Red Principal (GRP) fue diseñada para compensar a TgP durante los primeros años de operación comercial y mientras la demanda por capacidad de transporte sea menor a 380 MMPCD (los primeros 7 años de operación) y menor a 450MMPCD a partir del año 8 y hasta el vencimiento.

aproximadamente los costos fijos están repartidos, debiéndose este cambio a la mayor capacidad de transporte que los ductos de NG.



- d) El medio ambiente influye fuertemente en la estructura de costos de la empresa, especialmente la selva peruana. Esto hace que gran parte de las labores desarrolladas por la empresa se concentren en esa zona, especialmente los trabajos de mantenimiento.



- e) Los costos relacionados con la estabilización del Derecho de Vía (DdV) representan una buena porción del costo total (en promedio 20%), debido principalmente a las características del medio ambiente que rodea a la operación. Esto sugiere aplicar las tecnologías más avanzadas en esta rama, especialmente si se desea aplicar planes de mantenimiento preventivo y predictivo.
- f) Una operación como la de TgP requiere el uso constante de aeronaves, y por ser alto de uso de aeronaves, es necesario una óptima planificación logística para asegurar el eficiente uso de las aeronaves. Al ver los datos históricos de uso de aeronaves, podemos decir que TgP ha ido mejorando la eficiencia en utilización de las mismas.

Adicional a los resultados obtenidos con la implementación de indicadores, la empresa puede utilizar los indicadores con la finalidad de realizar las siguientes mejoras:

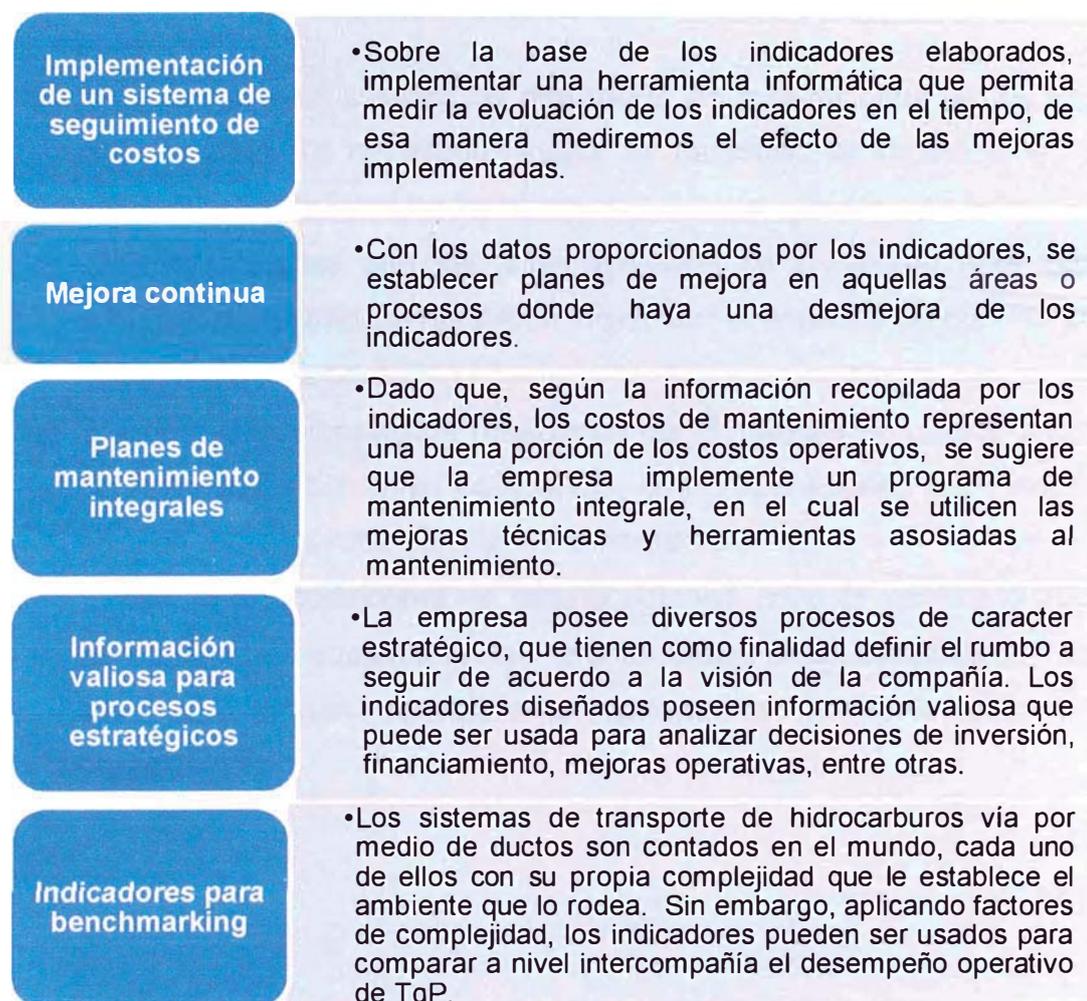


Gráfico 32: Potenciales usos de los indicadores desarrollados

RECOMENDACIONES

Para la implementación de los indicadores, se hacen las siguientes recomendaciones:

- a) Capacitación previa a todo el personal sobre el objetivo de la implementación, con la finalidad de que puedan colaborar con el análisis

y diseño del indicador adecuado. De esa manera logramos que los indicadores implementados sean de gran utilidad.

- b) La calidad de los datos para la elaboración de los indicadores es muy importante. Por ello, los criterios de imputación deben ser adecuados para cada costo.
- c) A pesar de tener certeza de que todas las imputaciones de los costos son correctas, es necesario realizar un muestreo de imputaciones para asegurar confiabilidad en los datos.
- d) Es imprescindible que los altos directivos se involucren apoyando la iniciativa de diseño de los indicadores, con la finalidad de que las áreas colaboren eficazmente.
- e) Si existe la posibilidad de realizar un benchmarking en cuanto a diseño de indicadores con otras compañías, cuyas operaciones sean similares, será de mucha ayuda para la implementación.
- f) El diseño de indicadores no resulta costoso, pero es necesario que las personas que trabajarán en la implementación estén capacitados y sobre todo que tengan conocimiento general del funcionamiento de la organización.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- A&M: Atención y Mantenimiento
- bbl: barriles
- COGA: Compañía Operadora de Gas del Amazonas
- CUA: Capacity Use Agreement
- DdV: Derecho de Vía
- KP: Kilómetro de Progresiva
- Mm3: Miles de metros cúbicos
- MMBTU: Millones de BTU
- MMScfd: Millones de pies cúbicos diario.
- NG: Natural Gas
- NGL: Natural Gas Liquids
- PCC: Planta Compresora Chiquintirca
- PCS: Pressure Control Station
- PLNG: Perú LNG SAC
- PPI: Price Product Index
- PPM: Partes por Millón.
- PS: Pump Station
- STD: Sistema de Transporte por Ducto
- TgP: Transportadora de Gas del Perú SAC

BIBLIOGRAFÍA

- Calidad, A. E. (23 de Julio de 2012). *Asociación Española para la Calidad*. Recuperado el 15 de Marzo de 2013, de Asociación Española para la Calidad Site: <http://www.aec.es/web/guest/centro-conocimiento/indicadores?>
- Garrido, S. (2006). *Dirección Estratégica*. McGraw Hill.
- Leyla, K. (29 de Mayo de 2013). *Equilibrium*. Recuperado el 31 de Mayo de 2013, de Equilibrium: <http://www.equilibrium.com.pe/Tgp.pdf>
- Melendez, J. I. (12 de Noviembre de 2012). *Fundamentos de la contabilidad financiera*. Recuperado el 15 de Marzo de 2013, de Monografias: <http://www.monografias.com/trabajos95/fundamentos-de-contabilidad-financiera/fundamentos-de-contabilidad-financiera.shtml>
- Porter, M. E. (1998). *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors*. New York: New York Free Press.
- Romero, A. F. (2004). *Dirección y planificación estratégicas en las empresas y organizaciones*. Díaz de Santos.
- Suarez, I. (15 de Mayo de 2011). *Teoría General del Costo*. Recuperado el 15 de Marzo de 2013, de Buenas Tareas: <http://www.buenastareas.com/ensayos/Teoria-General-Del-Costo/2295457.html>