



Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA



GN

 | La Revista del
GAS NATURAL

PUBLICACIÓN ESPECIALIZADA DE LA GERENCIA DE FISCALIZACIÓN DE GAS NATURAL

AÑO IV - NÚMERO 4 - ABRIL 2013



Año: IV / Abril 2013 / N°4

COMITÉ EDITORIAL

Victor Fernández
Walter Cárdenas
Julio Pardo Figueroa
Quetver Jara

AGRADECIMIENTOS

Coordinación:

Ernesto Rosales
Luis Carbajal

Fotos:

Personal y supervisores de la
Gerencia de Fiscalización de Gas
Natural

Está permitida la reproducción total y parcial de esta revista, y/o su tratamiento informático siempre que se cite la fuente y se haya solicitado el permiso correspondiente a la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN.

Comentarios, consultas y sugerencias:

gnrevista@osinergmin.gob.pe

OSINERGMIN no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en cada artículo pertenecen a sus autores.

Presentación

El año 2012 presentó un balance positivo para la industria del gas natural, así como para las actividades conexas al uso de este energético; en marzo el Presidente del Perú Ollanta Humala Tasso anunció la construcción del gasoducto sur andino por la firma brasileña Odebrecht y en diciembre el Congreso de la República aprobó las Leyes sobre Masificación de Gas Natural y Seguridad Energética en el país.

Los acontecimientos favorables del año 2012 también contribuyeron a la industria del gas natural, entre ellos, Pluspetrol certifica 0.6 TCF (trillones de pies cúbicos) de reservas adicionales de gas natural en el lote 56; Repsol confirma un descubrimiento de gas natural en el lote 57; Petrobras anuncia el hallazgo de gas natural en tres pozos perforados en el lote 58 en la cuenca de Madre de Dios reportando un volumen total de 2.0 TCF de gas natural y 113.7 millones de barriles de condensado.

Sin embargo, también ocurrieron situaciones de fuerza mayor en el Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural de Camisea, debido a condiciones de inseguridad de los que fueron víctimas el personal de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A., afectando el mantenimiento del gasoducto de Camisea y poniendo en relieve la vulnerabilidad de dicha infraestructura y la fragilidad del sistema energético del país, que depende en cerca del 50% del gas natural y del único ducto que lo trae a la costa desde la selva. En este sentido, no sólo debe garantizarse la disponibilidad adecuada de la oferta mediante la promoción de una política de inversiones en la infraestructura de forma segura; sino además, se debe brindar la seguridad energética a los proyectos, para que puedan ejecutarse sostenidamente y que generen señales de seguridad y confianza para la inversión.

Por otro lado, también es necesario mencionar el compromiso de Osinergmin para que la sociedad reciba un adecuado abastecimiento de gas natural supervisando que las actividades, en toda la cadena de la industria, se realicen de forma segura y eficiente. Adicionalmente, también estamos impulsando la masificación del gas natural en el Perú para que se implemente de manera responsable, segura y sostenible, protegiendo a la población del entorno.

En ese sentido y en concordancia con los valores de nuestra institución, presentamos “GN: La Revista del Gas Natural” número 4 correspondiente al año 2012; el cual compila una entrevista y siete artículos técnicos que conforman esta edición que Osinergmin pone a vuestra disposición esperando sea de su agrado.

GERENCIA DE FISCALIZACIÓN DE GAS NATURAL

OSINERGMIN

Índice

I. Entrevista

- Daños por terceros a la red de distribución de gas natural en el Perú.
Entrevista a Víctor Fernández Guzmán 6

II. Acceso al Mercado

- Acceso Universal a la Energía en el Perú
Julio Salvador Jácome 10
- Las Distorsiones del Mercado de Gas Natural Vehicular
Carlos Villalobos Dulanto 17
- Escenarios de Abastecimiento de Gas Natural
Henry García Bustamante 38
- Desarrollo de la Industria Petroquímica en el Perú
Máximo Cárdenas Arbieta 52
- Importancia de la Relación Suelo – Tubería en el Riesgo Sísmico y su Evaluación
Abelardo Ortiz Silva 55

III. Investigación

- Sistema Integral contra Descargas Atmosféricas
Lizardo López Ingunza 59
- GNL en Mediana y Pequeña Escala y sus Aplicaciones en Perú
Rosendo Ramírez Taza 63

DAÑOS POR TERCEROS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN EL PERÚ

Entrevista al Ing. Víctor Fernández Guzmán
Jefe de División de Distribución y Comercialización de Gas Natural

1. *¿Qué es daño por terceros en la red de distribución de gas natural en el Perú?*

Es la causa más frecuente de impactos a las tuberías que están operando en la red de distribución de gas natural en el Perú. El daño por terceros contempla los riesgos que involucran a las tuberías como consecuencia de la afectación accidental y/o intencional provocada por agentes externos (terceros).

Este tipo de impactos se produce como resultado de las actividades realizadas por agentes externos (terceros) en el espacio público, tales como: las instalaciones de otros servicios públicos: de agua, desagüe, electricidad, telefonía, televisión por cable, o por trabajos de la infraestructura pública a cargo de las entidades municipales, entre otros, que ocasionan el impacto o daño a la integridad de la tubería de gas natural y en consecuencia ponen en riesgo la integridad física de las personas y/o a la propiedad del entorno.

2. *¿Cuál es la importancia de la gestión por daños de terceros?*

La importancia de la gestión de daños por terceros radica en responder a los requerimientos de seguridad y confiabilidad de los servicios públicos para los ciudadanos; así como evitar siniestros, pérdidas humanas y/o de la propiedad.

Los daños por terceros están considerados como una amenaza, son los daños o peligros que afectan a las tuberías de la red de distribución de gas natural, como resultado de las actividades realizadas por agentes externos (terceros). Para mitigar o evitar estas amenazas, con el fin de disminuir la probabilidad de falla asociada a ellas, es necesario asumir el reto de gestionar la causa: actividades realizadas por agentes externos, enfrentando a la amenaza que circunda, de manera ordenada y sistemática para gestionar los riesgos, priorizando la seguridad de las personas y de la propiedad.

A la fecha, en Lima y Callao han sucedido algunos incidentes debido, principalmente, a la no existencia de mecanismos de coordinación entre los actores o agentes involucrados en la ejecución de obras de terceros e instalación de infraestructura en el espacio público. Es por ello de vital importancia, la gestión adecuada de los daños por terceros.



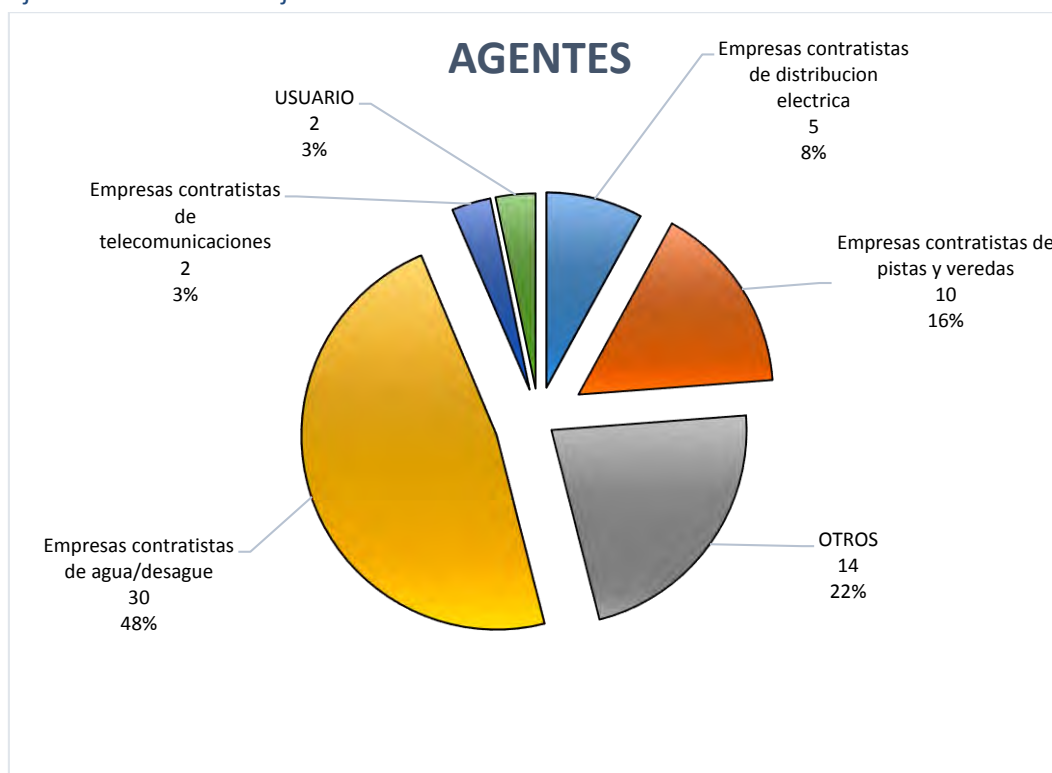
Ing. Víctor Fernández Guzmán

Ingeniero Químico de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Con un MBA de la Universidad ESAN con especialización en Dirección General y Doctorado del programa PhD de la Escuela de Negocios ESADE de la Universidad Ramón Llul en Barcelona. Es auditor OHSAS 18000 certificado por IRCA y docente de la maestría de la Universidad ESAN y de la Universidad Privada San Juan Bautista.

Posee una vasta experiencia en cargos directivos en empresas del sector de hidrocarburos. Ha realizado prácticas de entrenamiento en Argentina, Colombia, Brasil, EEUU y Canadá. Es presidente del capítulo de Ingeniería Química del Colegio de Ingenieros del Perú – CDL. Actualmente ocupa el cargo de Jefe de la División de Distribución y Comercialización de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN.

3. ¿Qué agentes afectaron la integridad de ductos de distribución de gas natural y cuáles fueron sus principales causas?

De acuerdo a las estadísticas, los dos principales agentes que afectaron la integridad de los ductos de distribución de gas natural hasta fines del año 2012 fueron: las empresas contratistas del servicio de agua/desagüe y las empresas contratistas de rehabilitación de pistas y veredas. Las primeras generaron el 48% de daños por terceros y las segundas el 10%. Las causas principales de estas afectaciones son la falta de información en campo de la ubicación de los ductos y la informalidad de las empresas contratistas ejecutoras de los trabajos de excavación.



5. *¿Se ha conseguido la agrupación y participación de los operadores de servicios públicos en función a la expansión futura de las redes de distribución de gas natural?*

Osinermin ha propuesto, dentro de un Proyecto de Ley para crear el “Sistema Nacional de Gestión del Uso del Suelo y del Subsuelo – SINAGUS”, la creación de la “Coordinadora Nacional de Gestión del Uso del Suelo y del Subsuelo – CONAGES”, entidad privada sin fines de lucro, que agrupará a los operadores de los servicios públicos y servicios de interés público de los subsectores gas natural, electricidad, agua potable y saneamiento y telecomunicaciones, con el principal objetivo de identificar y promover las mejores prácticas en el marco de dichas actividades. A la fecha no han promulgado dicha Ley.

Se propone agrupar y fomentar la participación activa de los diferentes operadores de los servicios públicos con la finalidad de efectuar trabajos coordinados, pero sobre todo prevenir los accidentes y ello conlleva beneficios mutuos entre los involucrados, como es efectuar labores con más seguridad y, en consecuencia, se evitan pérdidas.

Por otro lado, las mejores prácticas recopiladas están destinadas a ser compartidas entre los actores o agentes involucrados con la operación segura y confiable, el mantenimiento, la construcción y protección de las instalaciones subterráneas.

6. *¿Osinermin ha participado con entidades de la región y/u otros países maduros en la distribución de gas natural y que apliquen la gestión por daños de terceros?*

Como parte del plan de trabajo de Osinermin para promover la creación del ente gestor del subsuelo y desarrollar una sólida cultura de prevención basada en la gestión de daños por terceros y otros; desde junio 2009, a través de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, se encuentra afiliado como Socio Internacional del Common Ground Alliance (CGA) entidad de los Estados Unidos de Americana (USA), que promociona la prevención de daños en infraestructura del subsuelo.

En ese sentido, Osinermin, a través de su Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, en cumplimiento de su función de supervisar las inversiones y el crecimiento de la infraestructura del gas natural, coadyuva al logro de las condiciones de seguridad que garanticen la continuidad del servicio, así como un adecuado manejo de los riesgos para la prevención de daños.

7. *¿Qué experiencias han compartido con la Common Ground Alliance - CGA?*

Como parte de las experiencias compartidas con la Common Ground Alliance - CGA, nos ha permitido tener accesos a las buenas prácticas para la prevención de daños a la infraestructura de los servicios públicos, incrementar los conocimientos en la prevención de daños por terceros, conocimiento de las nuevas tecnologías en investigación y desarrollo, accesos a la información de experiencias y desarrollo de actividades para la prevención de daños por terceros a los servicios públicos.

Además, se ha venido obteniendo asesoría y atención de consultas de información de experiencias y desarrollo de actividades aplicadas por los asociados al CGA. Así mismo, ha permitido acceder a las buenas prácticas (Best Practices), publicaciones, reportes y participar en reuniones y programas de capacitación administrados por el CGA. También es importante mencionar, la participación en la red de contactos de la CGA, que permite la relación con expertos mundiales en el conocimiento y tratamiento de la prevención de daños por terceros

8. *¿Se ha reportado algún siniestro en la red de distribución de gas natural en el Perú en el cuál causo alarma y/o desconcierto en la población?*

Se han reportado, hasta fines del año 2012, un total de 63 incidentes en Lima, sin embargo, ninguno tuvo consecuencias graves o fatales.

Adicionalmente, cabe mencionar que a lo largo de estos años, hemos sido testigos de hechos catastróficos en otros países tales como Chile, España, Estados Unidos, Taiwán, entre otros. Estos siniestros tuvieron como consecuencias pérdidas humanas y materiales. Por ello, consideramos de vital importancia promover la creación del ente gestor del subsuelo y el desarrollo de una sólida cultura de prevención de daños a la infraestructura de los servicios públicos en nuestro país.

9. *¿Osinermin ha presentado un Proyecto de Ley relacionado al tema de daños por terceros?*

Así es, Osinermin ha presentado un proyecto de ley relacionado al tema de daños por terceros, al Ministerio de Energía y Minas y la Presidencia del Consejo de Ministros.

Osinermin ha desarrollado y propuesto un Proyecto de Ley para crear el Sistema Nacional de Gestión del Uso del Suelo y del Subsuelo - SINAGUS, mediante el cual se facilitará la implementación de un conjunto de principios, procedimientos y lineamientos destinados a establecer mecanismos de coordinación entre los diferentes niveles del Estado para una gestión coordinada del uso del suelo y subsuelo en el espacio público. Asimismo, propone la creación de la Coordinadora Nacional de Gestión del Uso del Suelo y del Subsuelo – CONAGES, entidad privada sin fines de lucro, que agruparía a



ACCESO UNIVERSAL A LA ENERGÍA EN EL PERÚ- RETO Y REALIDAD

J. Salvador
(PER)

Julio Salvador Jácome
Gerente de Fiscalización de Gas Natural
OSINERGMIN

Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con estudios de Maestría en Ingeniería de Sistemas en la UNI, Maestría en Administración de Negocios en ESAN-Doctorado en Administración y Dirección de Empresas en ESAN/ESADE. Candidato PhD. Ha realizado cursos de especialización en Canadá, Japón, España, Estados Unidos, entre otros países. Profesor Principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la UNI.

Experiencia gerencial en planificación, gestión, dirección y evaluación en empresas públicas y privadas del sector energía y educación. Ha desempeñado cargos directivos en la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A.

En OSINERGMIN ha sido Jefe de la Oficina de Planeamiento, Gerente de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos y actualmente se desempeña como Gerente de Fiscalización de Gas Natural.

Introducción

El concepto del acceso universal en los servicios públicos tiene sus primeras citas en la industria de las telecomunicaciones con la Ley de Telecomunicaciones de Estados Unidos de 1934, en la que se describía el concepto de accesibilidad de los servicios telefónicos, así como el de su disponibilidad universal en favor de los hogares que deseaban utilizar tales servicios. Este concepto luego ha sido trasladado a otros ámbitos y en especial a la energía, así las Naciones Unidas en su publicación Energy for a Sustainable Future (UN, 2010) considera el acceso universal a la energía como uno de los pilares para la lucha contra la pobreza. En el mismo sentido hay quienes consideran que el Acceso Universal a la Energía es un derecho (Lumbreras, Et.Al, 2007). En este marco es relevante destacar que el concepto del Acceso Universal a la Energía, ha sido incorporado en la reciente declaración de la Política Energética del Perú¹, como uno de sus objetivos de política. El concepto como tal es muy ambicioso, como debe ser todo objetivo, y siendo así obliga a tomar decisiones y rumbos de acción diferentes a los que se han venido tomando en el sector, pues el énfasis sectorial se amplía y sus consecuencias también; lo cual debiera significar un cambio en las estrategias del sector y del Estado en general, pues trasciende el marco sectorial.

El acceso a la energía se define objetivamente en la posibilidad económica que tienen los ciudadanos para adquirir la energía, por lo que el análisis se realiza desde la perspectiva micro, antes que al nivel agregado y de las grandes magnitudes, analizándose los condicionantes que enfrentan los usuarios finales en el momento de optar por las diferentes opciones energéticas que el mercado ofrece.

¹ Decreto Supremo N° 064-2010-EM "Aprueban la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040".

Con el nivel de desarrollo económico existente y las tecnologías disponibles resulta contradictorio saber que 1.400 millones de personas en el mundo no tienen acceso a la electricidad (según la IEA, 2010), de los cuales el 85% está en las zonas rurales. Asimismo, se señala que si no se desarrollan políticas especialmente dedicadas a este fin, en el año 2030, la cifra será de 1.200 millones. En el mismo sentido, el número de personas que viene utilizando la biomasa tradicional (leña, bosta, etc.) es de 2.700 millones y de no hacer nada drástico, en el 2030 el número se incrementará a 2.800 millones de personas.

En el país se ha logrado hasta el año 2010 un coeficiente de electrificación del 82%, lo cual significa que hay cerca de 6 millones de peruanos para quienes todavía la energía eléctrica no está disponible. En el mismo sentido, en el balance nacional de energía del año 2009, el 50% de la energía que consume el bloque residencial-comercial tiene como fuente la biomasa.

Se ha evidenciado que existe una estrecha relación entre el consumo energético y el nivel de desarrollo de los países, por ello es que conjuntamente con las políticas de erradicación de la pobreza se tiene que adoptar medidas para facilitar el acceso tanto a la electricidad como a las energías limpias para la cocción de sus alimentos a los ciudadanos de las zonas económicamente deprimidas (IEA, 2010).

En ese sentido, lo que se reclama es la participación de los Estados (WEC, 2006) para lograrlo; sin embargo, y a pesar de los grandes esfuerzos que éstos realizan para dotarles de redes eléctricas, resulta irónico comprobar que los pobladores de muchas de estas zonas no puedan acceder a ellas por su falta de capacidad de pago para conectarse, con lo cual la efectividad de estos esfuerzos se minimiza, deviniendo en insostenibles en el mediano y largo plazo.

Acceso a la energía

¿Cuándo puede afirmarse que se tiene acceso

universal a la energía?

Responder a esta interrogante pasa en primer lugar por entender los conceptos de Disponibilidad y Accesibilidad (Oestmann & Dymond, 2009):

Disponibilidad. Se relaciona con la oferta de los diferentes tipos de energía que el usuario tiene a su alcance.

Accesibilidad. Es la capacidad del ciudadano para adquirir y hacer uso de la energía que tiene al alcance.

Para poner el contexto económico de los conceptos antes indicados, en el año 2010, “el sector más pobre, compuesto por casi 3 millones de peruanos en pobreza extrema, tiene ingresos de apenas 72 soles mensuales” (Francke, 2010; INEI, 2010); por tanto la capacidad de los ciudadanos en pobreza para acceder a cualquier tipo de energía es muy limitada y como tal esfuerzos muy loables como el de la electrificación rural, lo que garantizan es la disponibilidad de la red eléctrica: “que pase por la puerta de la casa” mas no su acceso o uso efectivo.

En consecuencia, se puede afirmar que se tiene acceso universal a la energía cuando se tiene la capacidad de adquisición y la disponibilidad del servicio, y ambos tienen que ser simultáneos, pues de otro modo no se logra concretar el objetivo.

La matriz energética desde la perspectiva del usuario

En el Gráfico N° 01 se muestra la matriz energética elaborada por el MINEM en el año 2009, donde se puede observar que en el Perú los usuarios finales han accedido a las siguientes formas de energía.

Un hecho relevante es la importancia que tiene la biomasa a nivel del sector residencial y comercial, pues como se aprecia en términos oficiales se expresa que el 50% de los consumos energéticos proviene de la biomasa, 27% de la electricidad, el 22% de los hidrocarburos líquidos y el 1% del gas natural.

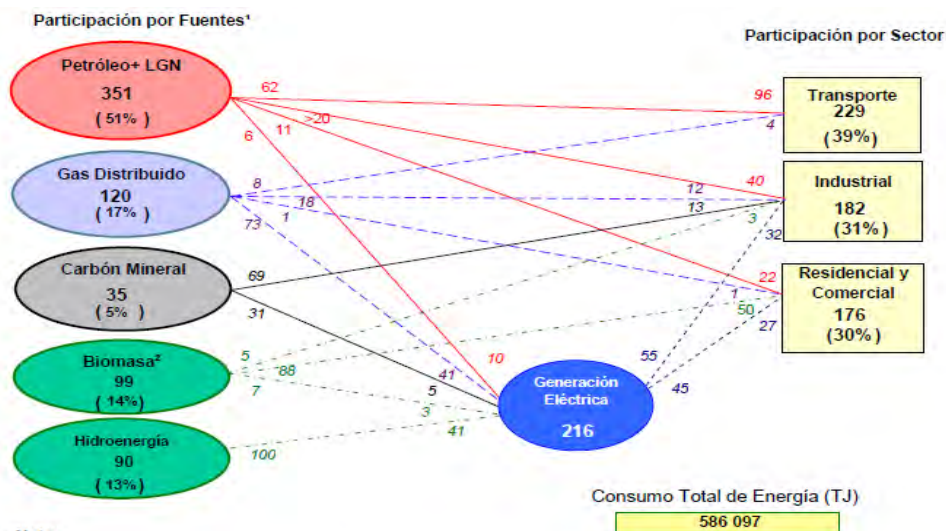


Gráfico N°1.- Matriz Energética del Perú 2009-PJ
Fuente: (MINEM, 2010)

El usuario final utiliza aquel servicio o bien que tenga disponible y la que sus posibilidades económicas le permitan adquirirlo. Considerando la capacidad adquisitiva de los ciudadanos de las zonas rurales, su alternativa económicamente viable es recurrir a la naturaleza (medio ambiente) derribar un árbol, cortarlo, secarlo y usarlo. ¿Energía sin costo? Esta conducta asociada a la capacidad de acceso, colisiona fuertemente con el tema de la conservación y protección ambiental. Se reconoce por esta vía que la pobreza es uno de los principales factores que contribuye en la degradación ambiental (Tolmos, R. 2004).

El Costo de la Accesibilidad y Disponibilidad a la Energía

Se conoce que a nivel nacional una casa consume en promedio 1 balón de GLP (10 kg) al mes, a partir de ello si se realiza la evaluación económica de adquirir la misma cantidad de energía a partir de distintos combustibles alternativos, se obtiene el Gráfico N° 02, en el cual se enfatiza que el título biomasa, alude a la capacidad de recolección de fuentes naturales de energía disponibles, incluida la leña.

El ejercicio que se realiza con relación al gráfico indicado, considera la pregunta ¿Qué haría el usuario final si deseara adquirir uno de los tipos de energía disponibles? Para este caso considérese solamente los valores finales de los energéticos disponibles. Para un ciudadano rural (sin capacidad adquisitiva), las únicas opciones viables son la biomasa, la naturaleza aún no cobra y el uso es local. Asimismo, dispone del GLP, pues este energético no requiere de redes físicas y puede ser transportado a lugares muy alejados, es portátil. Como puede notarse dispone de dos energéticos pero el acceso mayoritariamente es al de menor costo (biomasa).

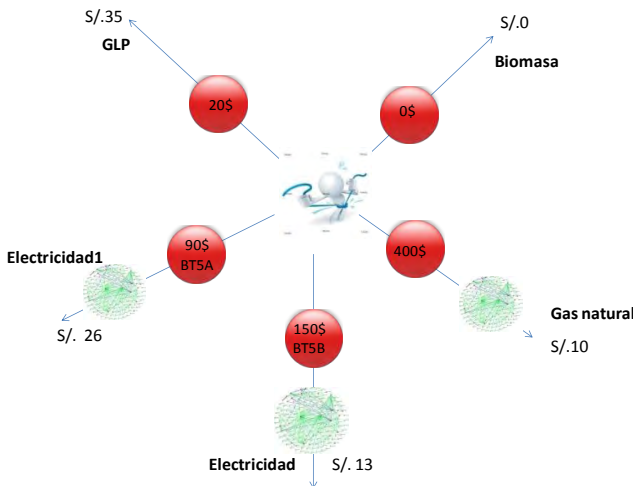


Gráfico N° 02.- El costo del Acceso

Para un ciudadano no rural, descartada la biomasa, su primera elección desde la perspectiva económica sería el gas natural; sin embargo, el acceso a dicho energético (costo de conexión y ductos internos) está alrededor de US\$ 400. Su segunda mejor opción es la electricidad con tarifa que diferencia las

horas de punta, su costo de acceso en este caso está alrededor de US\$ 150 (costo de conexión y medidor especial). La tercera mejor opción es la electricidad vía la conexión normal que cualquier casa tiene y cuyo costo de acceso es US\$ 90 (costo de conexión y medidor normal). Finalmente, tiene como opción el GLP que siendo el energético más caro tiene el menor costo de acceso US\$ 20 (costo del cilindro vacío no requiere nada más).

A partir de estas verificaciones se puede apreciar los dos anillos conceptuales de acceso a la energía anteriormente definidos. El primer anillo corresponde a los costos de la disponibilidad energética, cuyos costos en el sentido de las agujas del reloj se va incrementando, y otro el de los costos accesibilidad que van descendiendo en el sentido de las agujas del reloj. Ver el Gráfico N° 03: mientras uno crece el otro decrece.

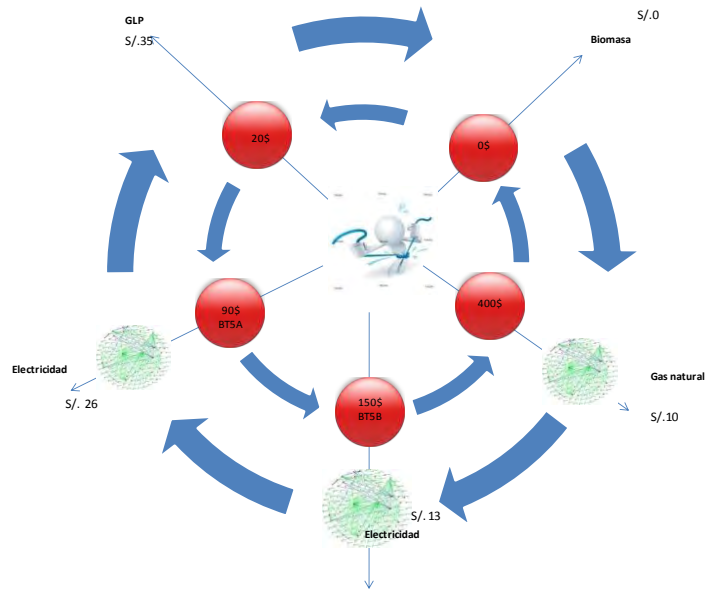


Gráfico N° 03 Los Costos de Disponibilidad y Accesibilidad

Ciclos contrapuestos que determinan cómo se consume la energía en el país y en los países en general, pues la economía no hace diferencias, dependiendo de los costos relativos de disponibilidad y accesibilidad. En este sentido es necesario los mecanismos de actuación del Estado

como el colombiano para acceder al energético que se desea promover, pues de otro modo se dispone del energético mas no se puede acceder a él.

El Acceso Universal a la Energía

Cuando se habla en el nivel micro y cuando la economía ajusta, se busca la solución accesible, que no necesariamente es la más económica. De allí que si se revisa el gráfico N° 04, se puede afirmar que a pesar que la electricidad tiene en el país cerca de 150 años, su grado de penetración calculada es sólo del 82%, cuando en los últimos 15 años el GLP ha ascendido en los mismos términos comparativos del 37% al 64%. Nótese que no hay un programa de ampliación de frontera de GLP, como si

lo hay en el caso de la electricidad, su consumo creció por la accesibilidad y de la mano de la disponibilidad de dicho energético.

En la parte inferior del gráfico N° 04 se muestra la penetración del gas natural, es tan baja que no se distingue en el gráfico, tiene el costo de acceso más alto. Las velocidades de crecimiento indican que el GLP va a ritmo alto y sostenido soportado por su alta accesibilidad, mientras que en el caso eléctrico los costos de ampliar la frontera sólo pueden aumentar, pues cada vez será más caro hacer accesible la red de electricidad a los ciudadanos rurales, por lo menos con la tecnología actual de redes que se viene impulsando.

COEFICIENTES DE ELECTRIFICACION, GLPIZACION Y GNIZACION

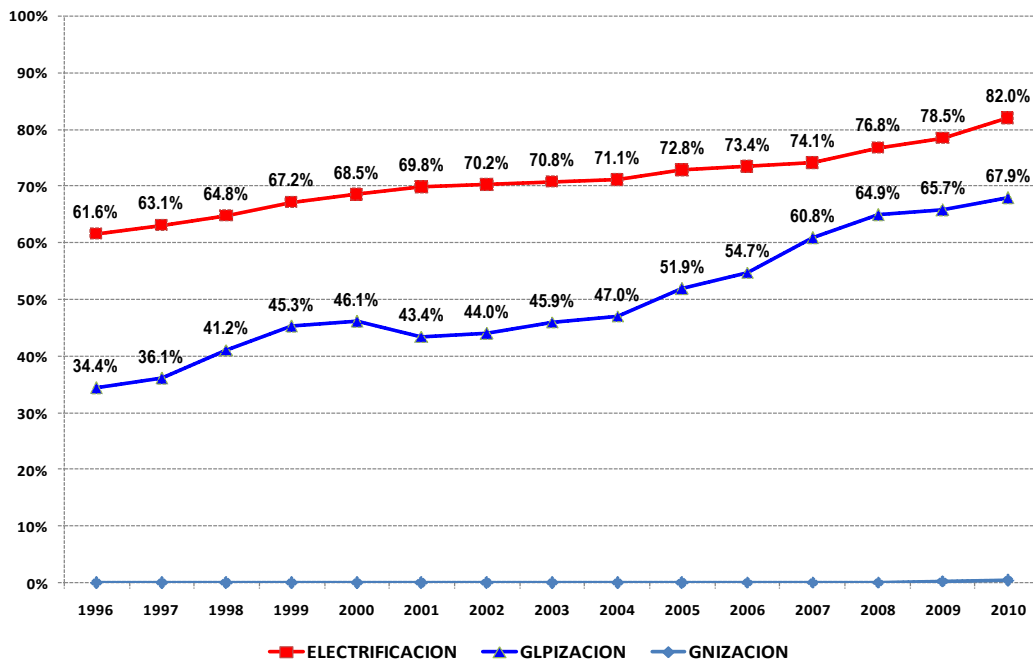


Gráfico N° 04 Coeficientes de Electrificación, Glpizacion y Gnizacion.

Eficiencia Técnico Económica

¿Cómo la electricidad que tiene como principal insumo el gas natural termina siendo competitiva con el gas natural visto desde la perspectiva del usuario final? Energéticamente no es lo mismo quemar el gas natural para convertirlo en electricidad o quemarlo directamente en la hornilla de la cocina; en el primer caso en el proceso de conversión de energía térmica en eléctrica se pierde por lo menos el 65% de la energía primaria; a ello hay que añadir las pérdidas de transformación, transporte y distribución eléctricos, lo cual lleva en términos prácticos a que sólo aproximadamente el 30% de la energía primaria llegue hasta la cocina eléctrica. En el segundo caso,

quemar directamente el gas natural en las cocinas significa que energéticamente se pierda sólo el 30% de la energía primaria que llega a las hornillas. Diferencias sustanciales en términos energéticos, sin embargo muy parecidos en términos económicos, ¿la razón? El precio del gas natural. Los precios del gas natural tienen valores definidos, que no los definió el mercado sino el contrato, y están definidos de tal manera que el gas natural para las cocinas es más caro que para generar electricidad. En resumen, si bien del punto de vista del usuario, los costos finales de la electricidad y el gas natural son semejantes, la eficiencia en el uso del recurso primario es muy baja.

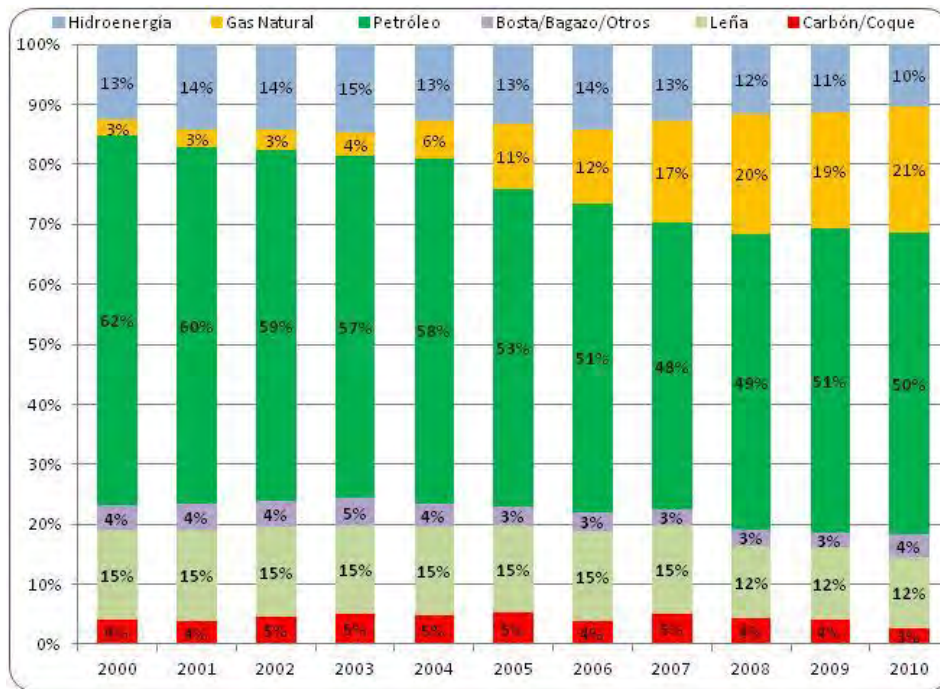


Gráfico N° 05
Evolución de la Matriz Energética en el país, 2000-2010

Las políticas energéticas pueden ser implícitas, como fue hasta hace poco en el país, lo cual no significa que no existan; las acciones gubernamentales terminan apoyando políticas que determinan el tipo de energético que el usuario final decidirá utilizar, es cuestión de determinar y diseñar el acceso a los mismos. Así, se aprecia el gráfico N° 5, se puede notar cómo a nivel agregado se ha impulsado fuertemente el uso del gas natural a partir de fijar los precios del gas natural, y todo parece indicar que cada vez el país se hará más dependiente de este energético.

Todos los demás energéticos retroceden a la incursión del gas natural, inclusive el hídrico.

Viabilidad del acceso a la energía

Retomando el concepto del ciudadano usuario, y en especial del servicio eléctrico, se ha publicado recientemente los avances que se ha tenido sobre los proyectos electrificación rural, cuyos datos se muestran en el Cuadro N° 01, en el cual se da cuenta de los proyectos desarrollados, la inversión realizada y la población beneficiada.

Dado que éste es un proceso de “ampliación de frontera eléctrica”, los poblados con mayor cantidad de habitantes se van atendiendo prioritariamente, siendo que van quedando los de menor cantidad de población y en consecuencia el esfuerzo por llegar en términos económicos favorables será cada vez mayor.

Así, si se realiza la evaluación del valor global que el Estado realiza (Gobierno central y gobiernos regionales) para que los ciudadanos rurales tengan disponibilidad a la electricidad, se puede determinar que el costo en que ha incurrido el Estado por cada posible conexión tiene un valor mínimo de 782 US\$

y un valor máximo de 4,628 US\$, a juzgar por los datos publicados y calculados en el Cuadro N° 01.

En este punto la reflexión es que, existe una política del Estado para promover el acceso a la electricidad; sin embargo, para ser coherente con el tercer objetivo de la Política Energética Nacional recientemente aprobada: “acceso universal al suministro energético”, el esfuerzo debiera encaminarse por la mejor forma de otorgar acceso a la energía como un todo y no sólo a un tipo de energético. Objetivamente la política hasta ahora ha sido de acceso universal a la electricidad, tal es así que se ha definido el indicador “coeficiente de electrificación” mediante el cual el Estado evalúa en forma permanente ese objetivo.

En cumplimiento con este objetivo, se tiene el caso del departamento de Cerro de Pasco, donde el año 2010 se tuvo una mayor inversión por conexión emprendida por el Estado. Pasco es uno de los departamentos que está ubicado geográficamente en uno de los lugares más altos del país, convendría preguntarse ¿no sería mejor “abrigarlos” con energía, antes que realizar campañas, igualmente loables, de recolección de ropa y campañas periódicas?

Departamento	Inversión	Población beneficiada	N° hogares	US\$/Conex.
Amazonas	13375130	11941	2388	2000
Ancash	44717495	21242	4248	3759
Apurímac	7823795	11387	2277	1227
Arequipa	141133	316	63	798
Ayacucho	67199600	58170	11634	2063
Cajamarca	64501909	69969	13994	1646
Cusco	38159214	43848	8770	1554
Huancavelica	8007558	6872	1374	2081
Huánuco	75020200	80899	16180	1656
Junín	10439424	10649	2130	1751
La Libertad	47366225	56915	11383	1486
Lambayeque	24839072	20475	4095	2166
Lima	4533748	4910	982	1649
Loreto	49778827	82272	16454	1080
Madre de Dios	8182165	12835	2567	1138
Moquegua	1172139	1855	371	1128
Pasco	3402669	1313	263	4628
Piura	73459628	83930	16786	1563
Puno	32473209	33747	6749	1718
San Martín	19855836	32777	6555	1082
Tacna	10776675	24609	4922	782
Tumbes	2089227	1218	244	3063
Ucayali	17506340	26200	5240	1193
Total	624821218	698349	139670	

Cuadro N° 01
Proyectos de Electrificación Rural - 2010

Sólo para efectos de hacer números: si esos US\$ 4.628 de poner a disposición de la familia beneficiada una red de electricidad, a la que en adición debe abonar un monto por la conexión y un monto mensual por el consumo, el monto indicado en términos del energía proveniente de GLP, cuyo costo es de US\$ 12 por balón, alcanzaría para disponer de un balón mensual durante 32 años, sin mayor costo. Pero si la idea es darles electricidad, es necesario evaluar el límite de la tecnología de las redes eléctricas y ver las otras alternativas de provisión de electricidad.

El sector dispone por los menos de dos fondos y mecanismos impositivos que viene administrando con relación al acceso a la energía, no necesariamente universal, el fondo de compensación de combustibles, el fondo de electrificación rural y tasas impositivas diferenciadas para los combustibles, si el énfasis es del acceso universal, el fondo debería considerarse como un único fondo, para una estrategia común. La matriz Energética Alternativa

Visión Continuista

¿Lograr que el coeficiente de electrificación sea el 100%? ¿Es ésa la meta? Si se trata de ello pues quedan cerca de dos millones de viviendas por darles la disponibilidad del servicio eléctrico, tomando el valor promedio de lo invertido por el Estado en el año 2010, que asciende a 2000 US\$/vivienda, el monto necesario estaría por los 4,000 Millones de US\$, para lograr ese propósito. No debe olvidarse que cuando más se avanza, los costos se van incrementando y como tal este valor sería como un valor mínimo. Quedaría sin embargo lograr que esas viviendas puedan acceder al servicio

de electricidad, haciendo que cada una de ellas pague US\$ 80 para la conexión y luego los pagos mensuales por el consumo. Nótese que no es la más económica de todas las opciones disponibles.

Visión alternativa

Un modelo de visión sostenible sectorial y alineada con el objetivo nacional de erradicar la extrema pobreza, tiene que ver con dos líneas de acción claramente definidas y propuestas por (IEA, 2010) acceso universal a la electricidad y acceso universal a formas limpias de cocción.

En tal sentido y adecuando los términos de la propuesta referida, se muestra el Cuadro N° 02, en el cual se traza la visión del 2030 y el reto que se cumpliría antes de esa fecha.

La visión tradicional de querer llegar a todos los lugares sólo con un energético, debe ser superada para dar lugar a enfoques integrales, así de una adaptación de la terminología y del objetivo formulado en (IEA, 2010) el acceso universal podría formularse en los términos indicados en el Cuadro N° 2.

Objetivo	2030	
	Rural	Urbano
Acceso a la electricidad	100% de acceso - 30% conectado a la red interconectada nacional. - 70% conectado a : - 75% PSE - 25% Aislados	100% acceso a la red interconectada
Acceso a la fuentes de cocción limpias	100% acceso - 30% cocinas con GLP - 15% cocinas a biogás - 55% cocinas mejoradas	100% acceso a la red de gas

Cuadro N° 02
Acceso Universal Energético – 2010
Fuente: IEA (2010)

Atención especial merecen las cocinas con biogás, dado que éstas pueden incluirse en un programa mucho más ambicioso en el cual se integre la energía como un subproducto de proyectos con biodigestores, en los cuales el insumo por lo general son las excretas de los animales y residuos vegetales, cuyos productos son gas natural y fertilizantes. En este segundo caso son insumos muy ricos para abonar las plantas que consumirán los animales y el ciclo se podría cerrar. Éste se presenta como un caso donde el esfuerzo por dar energía trasciende el sector, pues el proyecto cuya factibilidad técnica en piloto se dispone en el país, puede dar lugar a la generación de proteínas, energía y fertilizantes, el reto es hacerlos sostenibles.

CONCLUSIONES

El objetivo de política energética del Perú de dar acceso universal a la energía, cambia radicalmente la forma de conceptualizar e implementar los planes del Estado para atender las necesidades de energía

de los ciudadanos de las zonas aisladas, rurales y urbano-marginales.

No es suficiente garantizar la disponibilidad de energía, es necesario garantizar la accesibilidad para usar dicha energía, buscando en adición que esta sea sostenible mediante mecanismos sostenibles. Actualmente los costos de accesibilidad están determinando e impulsando el consumo de los energéticos más caros.

Los indicadores sectoriales, tales como “coeficiente de electrificación”, tienen que incluir bajo la nueva política las demás opciones energéticas.

A la fecha, los tres grandes protagonistas energéticos con alto valor de mercado (electricidad, gas natural y GLP) tienen diferentes costos de acceso para el usuario y ello determina que las energías más caras que son las que tienen menores costos de acceso, sean las más frecuentemente utilizadas. Así, en orden ascendente de costos está el gas natural, la electricidad y el GLP.

El objetivo de lograr el acceso universal a la energía conlleva un objetivo mayor que es el de erradicación de pobreza y generar el desarrollo de los pueblos, la forma cómo el sector contribuye puede considerarse, tal como ha sido señalado (IEA, 2010), en dos vías el acceso universal a la electricidad y el acceso a formas limpias de cocción.

Finalmente los costos de accesibilidad y disponibilidad de los energéticos determinan el balance nacional, por tanto, si el objetivo es el acceso universal a la energía los Fondos y Recursos deben tener una orientación distinta a impulsar un energético en particular y promover el mix de ofertas energéticas para hacer del reto del acceso universal de la energía una realidad. En esta línea de pensamiento el esfuerzo por dar acceso universal a la energía debe considerar una mayor coordinación intersectorial.

La energía, no ha sido declarado como un derecho, sin embargo sin ella no se pueden asegurar se brinden los servicios que si han sido considerados como tales.

BIBLIOGRAFÍA

Francke, P. (2010) Disponible en: <http://www.larepublica.pe/actualidad-economica-pedro-francke/13/06/2010/distribucion-la-verdad-incomoda>

IEA, (2010). Energy Poverty. How to make modern energy Access universal?. UNDP/UNIDO. OECD. September 2010.

INEI (2010). Perú. Incidencia de la pobreza extrema 2001-2010. Encuesta Nacional de Hogares 2001-2010.

Lumbreras, J. Et. Al. (2007). Derechos humanos y acceso universal a la energía. Ecosostenible. N° 25-Marzo 2007. Cámara Valencia. España.

MINEM, (2010). Balance Nacional de Energía 2009. Ministerio de Energía y Minas. Perú. 2010.

Oestmann, S. & Dymond, A. (2009) Acceso y Servicio Universal (ASU). Modulo 4. Conjunto de herramientas para la reglamentación de las TIC. Information for Development (Info DEV) & International Telecommunication Union (ITU).

Tolmos, R. (2004). Desafíos y propuestas para la implementación más efectiva de instrumentos económicos en la gestión ambiental de América Latina y el Caribe: El Caso de Perú. CEPAL. Santiago de Chile.

UN (2010) Energy for a sustainable future. The secretary – general’s advisory group on energy and climate change (AGECC) – Summary report and recommendations. April. 2010. New York.

WEC (2006). América Latina. Pobreza energética – Alternativas de alivio. Informe. Abril. 2006.



LAS DISTORSIONES DEL MERCADO DE GAS NATURAL VEHICULAR: ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN ¹

**C. Villalobos
(PER)**

Carlos Villalobos Dulanto
División de Distribución y Comercialización
Gerencia de Fiscalización de Gas Natural
OSINERGMIN

Ingeniero Mecánico por la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Con estudios de Maestría en Administración de Empresas MBA-ESAN, y especialización en Negociación de Contratos de Hidrocarburos por el CAREC-CENTRUM Católica así como diversos Seminarios de Capacitación relacionados a la industria en general y en particular al sector del gas natural, tales como: Instalaciones Internas de gas natural, Supervisión y Fiscalización con énfasis en los aspectos de Seguridad, Ambiental y Social, Código ASME, entre otros.

Posee más de 25 años de experiencia laboral en empresas de los Sectores: Automotriz, Energía y Minería, laborando en los últimos 11 años en los Sub-sectores de Hidrocarburos y Gas Natural de OSINERGMIN, donde ha sido encargado de la supervisión de compromisos contractuales tales como los Contratos de Privatización del Área de Hidrocarburos. Actualmente se desempeña como Especialista en Gas Natural Vehicular (GNV), Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL) en la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN. Adicionalmente, es Secretario del Comité Técnico de Normalización del Gas Natural Seco del INDECOPI.

I. INTRODUCCION

La industria del Gas Natural Vehicular en Lima y Callao ha sido muy dinámica en estos últimos siete años a pesar de un tímido inicio en el año 2005 con una oferta muy limitada y una demanda prácticamente inexistente. Las tasas de crecimiento anuales han sido bastante altas gracias a un ritmo sostenido de crecimiento de la demanda, lo cual ha sido posible debido a factores como las facilidades de financiamiento y la conversión de los autos, por una mayor oferta, el interés de los inversionistas, así como el desarrollo de un marco regulatorio y de supervisión ágil.

A Setiembre de 2012, se dispone de una oferta que supera los 195 gasocentros en todo el Perú, de los cuales el 97.5% se encuentran en Lima y Callao y el resto en Provincias (Piura, Chiclayo, Huacho, Ica y muy próximamente Chimbote), lo cual hace que se pueda considerar como un mercado pujante en el suministro de combustibles del parque automotor. El dinamismo del mercado también se ha trasladado al precio del mismo cuya evolución y problemática se muestra en el presente informe.

El OSINERGMIN, dentro de sus funciones en la industria del GNV, realiza la labor de supervisión y fiscalización de la seguridad y de la conformidad de las normas técnicas en los establecimientos que expenden el GNV (llamados, gasocentros de GNV). Además, de acuerdo a lo establecido en el artículo 77° de la Ley N° 26221 - Ley Orgánica de Hidrocarburos "las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y la demanda". Esto significa que el precio de comercialización del GNV (considerado como un derivado del petróleo) se establece en función de la oferta y demanda del

¹ "Para la elaboración de este artículo se contó con la valiosa participación de la Ingeniera Beatriz Adaniya Higa y del Sr. Julian Garzón Bernal"

mercado, por lo cual no se encuentra regulado y como tal, el OSINERGMIN, a pesar de tener la función de fijar las tarifas aplicables al sistema de distribución de gas natural, no tiene competencia para realizar tareas de fijación ni de supervisión del precio de comercialización de dicho combustible. Sin embargo, esta entidad ha desarrollado una herramienta informática denominada 'FACILITO' para promover la transparencia en los precios del mercado de GNV. Así, cada gasocentro tiene la obligación de registrar sus precios de venta al público, entre otros, del GNV a través de dicho sistema, el mismo que es puesto a disposición del público en general con fines exclusivamente informativos. Esta información es actualizada directamente por el operador responsable de cada gasocentro vía internet, cada vez que realicen algún cambio en dicho precio. Estos operadores responsables disponen de las facilidades y autorizaciones requeridas para acceder al sistema desde cualquier lugar.

II. OBJETIVOS

El objetivo del presente trabajo es exponer la problemática que se está presentando actualmente en el desarrollo del sector del gas natural vehicular (GNV) en el Perú ya que, por un lado, la oferta disponible de establecimientos que suministran GNV está creciendo a un ritmo entre el 15 - 20% anual, mientras que, por el otro lado, la demanda representada por el número de vehículos convertidos para usar GNV como combustible, sólo crece a tasas entre 8 - 12% anual.

Esta situación está ocasionando fuertes distorsiones en el naciente mercado del GNV, reflejadas en un comportamiento asimétrico del mismo con una variabilidad muy grande de los precios finales al consumidor que podría deberse a concertaciones (colusión horizontal) de los ofertantes, retracción de inversiones (demoras), paralización de proyectos o, en el mejor de los casos, desvío de las inversiones hacia usos alternativos, tal como el Gas Natural Comprimido-GNC, también denominado el 'gas virtual'.

Por otro lado, la presencia del Estado en la regulación aplicable a la comercialización del GNV es muy limitada, lo cual contribuye a la presencia de distorsiones indeseables para un saludable crecimiento de este importante sector que representa el tercer gran grupo de consumo del gas de Camisea, detrás de los sectores de generación eléctrica y del sector industrial, pero que es el de más rápido crecimiento y con una gran capacidad de expansión, tanto en Lima como en provincias debido al programa de masificación del uso del gas natural que viene implementando el gobierno actual.

III. MARCO TEORICO

Los precios de comercialización del GNV, así como de todos los hidrocarburos y sus derivados que se comercializan en nuestro país, se rigen de acuerdo a la oferta y demanda del mercado, conforme a lo establecido en el artículo 77° de la Ley N° 26221 – Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Sin embargo, paralelamente a la libertad de fijación de los precios de comercialización del GNV, también

es un objetivo del Estado establecer una política anti-monopólica con el fin de mantener la confianza del público en que los mecanismos de mercado en general y, el de oferta y demanda en particular, funcionen adecuadamente, desalentando y castigando cualquier manifestación de manipulación y/o despotismo económico.

Considerando que, históricamente la fuerte concentración de poder económico en manos del capital sea extranjero o nacional y en algunos pocos inversores locales, han sido fuentes de inspiración para intromisiones políticas (Ej.: golpes de estado) y de intervenciones estatales en los mercados afectados, esto debido a las distorsiones que se ocasionan en dichos mercados, las cuales hacen que los mismos no funcionen adecuadamente y, por tanto, que no sean realmente competitivos, afectándose la confianza del público.

Actualmente, en nuestro país existen instituciones que ayudan a crear un mayor clima de confianza en los procesos del mercado. Por otro lado, los mecanismos de información también han cambiado mucho, siendo actualmente mucho más flexibles y transparentes tanto por parte del sector público como por el privado. En adición, existen organismos reguladores que se encargan de fijar tarifas de los servicios públicos y existe una Ley Antimonopolio cuya aplicación está en manos de la Comisión de Libre Competencia del INDECOPI (CLC). Asimismo, los medios de información tienen mayor libertad para expresar ideas y contraponer posiciones de distintas tendencias ideológicas.

IV. EL MODELO DE DESARROLLO DEL GNV

Uno de los objetivos planteados por el proyecto Camisea para el desarrollo de las aplicaciones del Gas Natural en nuestro país, lo constituyó la implementación progresiva del parque automotor, sustentado en la mejora tecnológica y en el impacto económico por el reemplazo con el gas natural como combustible. Esta meta involucra la participación del sector Transporte.

El Proyecto Camisea, una vez puesto en marcha, significó en particular para el sector Transporte, un impacto indirecto positivo por la posibilidad en la renovación del parque automotor, a raíz de la mejora tecnológica que implica las políticas de promoción a la inversión de Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular (EVP de GNV), Talleres de Conversión y Distribuidores de Sistemas para Gas Natural, y las de consumo de gas natural. Este desarrollo tiene como consecuencia la mejora del transporte urbano en las ciudades donde se introduzca el consumo de gas natural.

En un estudio realizado en 1998, el sector Transporte representaba el 52.8% del consumo final de hidrocarburos. De esta cifra, el transporte carretero representaba por sí solo el 85.9% del consumo energético indicado. Esta energía se obtenía de los combustibles fósiles provenientes de los procesos de destilación del petróleo. Por otro lado, este hidrocarburo provenía de la importación directa y debido a la inestabilidad de su precio, casi

siempre en alza, generaba la utilización de cada vez una mayor cantidad de divisas, afectando de esta manera las reservas netas del país.

Parte de la solución de este desequilibrio entre consumo energético y la producción nacional de petróleo está representado por el Proyecto de explotación de los yacimientos de gas natural de Camisea, ya que la industria del gas natural tiene grandes perspectivas de desarrollo en el país, dado que implica una rebaja de los costos energéticos y el actual déficit comercial de los hidrocarburos, la reducción de la contaminación y el uso de recursos naturales como combustible, beneficiando así a los usuarios consumidores y favoreciendo la protección del medio ambiente.

En este sentido, el gas natural es una fuente de energía versátil que puede ser utilizada en ámbitos muy variados, sea en aplicaciones domésticas, comerciales, industriales, generación de electricidad, así como combustible para vehículos a motor (GNV).

La ejecución representó, para el sector Transporte, la posibilidad de integrarse a las iniciativas generadas por el Gobierno Central y la participación en un proyecto integral e intersectorial destinado a impulsar el desarrollo económico del país y de su colectividad, mediante la creación de la Comisión Intersectorial de Promoción del Uso del Gas Natural en el Perú, cuyo principal objetivo era promover el uso del gas natural en sus distintas aplicaciones. En este sentido, es necesario destacar el compromiso y la decidida participación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en dicha Comisión, en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), quien notando la importancia estratégica de dicha iniciativa, reforzó las coordinaciones necesarias con los miembros del Poder Ejecutivo involucrados en el desarrollo de la industria del Gas Natural. Así podemos mencionar que las instituciones que participaron activamente fueron la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM), el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), el Ministerio de la Producción (PRODUCE) -que tenía la Presidencia de la Comisión-, el Ministerio de Economía y Finanzas - MEF (incluyendo a la Corporación Financiera de Desarrollo- COFIDE), el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM), así como con las tres empresas concesionarias involucradas en el Proyecto Camisea: Pluspetrol Perú Corporation S.A., en su calidad de Productor del Lote 88; Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), en su calidad de Transportista; y Gas Natural de Lima y Callao S.A. (GNLC), en su calidad de Distribuidor en Lima y Callao.

Asimismo, participaron también diversas empresas y entidades representativas del sector privado que estuvieran relacionadas con el Gas Natural, tales como: las empresas industriales - consumidores iniciales del gas natural - la Sociedad Nacional de Industrias (SNI), la Asociación Automotriz del Perú, la Cámara Peruana de Gas Natural Vehicular y

otros, los cuales tuvieron una participación también activa en dicha Comisión Intersectorial.

En dicha Comisión se propusieron e impulsaron, entre otras, las líneas de la política general gubernamental a través de propuestas normativas y acciones de promoción, difusión y medidas de toda índole para el desarrollo seguro, eficiente y sostenible del Gas Natural Vehicular (GNV) en el país, considerando el valor agregado que representaba tener un nuevo combustible, cuyas características principales son lo económico, el ser menos contaminante y la disponibilidad para el reemplazo de nuestro vetusto parque automotor, así como generar una cultura de utilización del gas natural.

En consecuencia, la introducción del GNV cuenta con un mercado objetivo más amplio para las posibles conversiones, determinado en base a las experiencias en otros países vecinos y conformados por un significativo parque automotor de vehículos de empresas estatales, principalmente, de taxistas. Este hecho tiene su origen en el crecimiento de las zonas urbanas, principalmente en la Capital, las facilidades dadas para la importación de vehículos usados, entre otros.

El transporte con uso del GNV constituye una fuente económica importante del país, pues es el soporte de un porcentaje importante de familias de los niveles socioeconómicos C y D, además de haberse convertido en una alternativa de transporte muy utilizada en las ciudades peruanas al reducir los costos operativos.

Adicionalmente, en la mencionada Comisión se evaluaron experiencias de transporte público interurbano llevadas a cabo en otros países exitosamente; ello conllevó a recoger aquellas buenas experiencias, analizarlas y discutir las a efectos de evaluar un modelo que se ajuste a las necesidades y a la realidad peruana, con la finalidad de brindar alternativas de solución al problema del transporte público interurbano, mejorando las condiciones del mismo, modernizando las unidades de transporte público existentes, empleando un combustible más limpio para el medio ambiente y ampliando la capacidad e demanda del gas natural en el mercado interno.

Además de estos objetivos, las metas económicas quedaron igualmente determinadas en la generación del ahorro interno por la reducción de las importaciones de crudo y la retribución económica generada por la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

El mercado quedó definido de la siguiente manera y los factores de desarrollo del futuro modelo para el desarrollo del GNV fueron tomando forma. En el Gráfico N° 01 presentamos el Modelo de Desarrollo del GNV en su primera versión, reseñando los principales actores que lo conforman.

El Modelo de Desarrollo inicial del GNV mostrado en este gráfico está constituido por tres componentes principales:

- a) Control del Suministro de gas natural.
- b) Marco técnico-normativo.
- c) Monitoreo de la Oferta y Demanda.

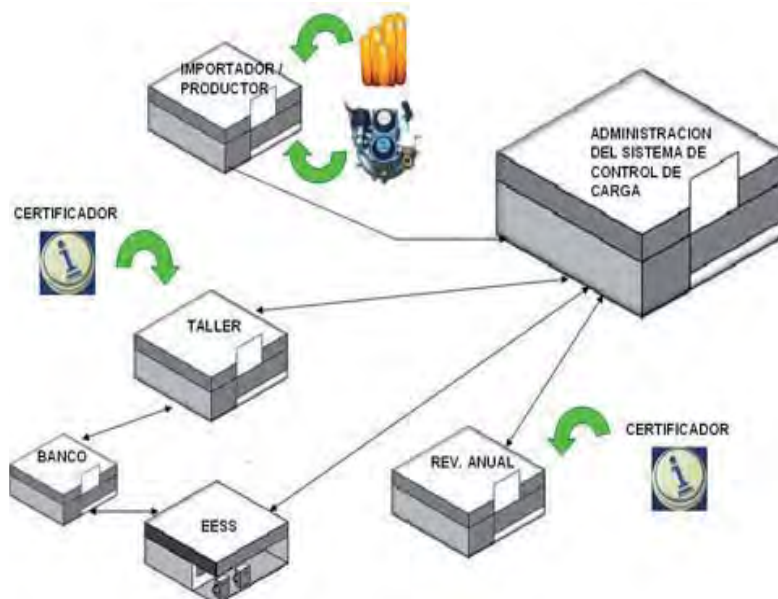


Gráfico N° 01, Modelo del desarrollo inicial del GNV

El gráfico 01 muestra la interrelación y la participación de los actores mediante la confluencia del sector privado -compuesto por los inversionistas, importadores, consultores, operadores, certificadores, financieras y especialistas técnicos-, con el sector público, conformado por el MINEM, PRODUCE, MTC, COFIDE y, adicionalmente, las municipalidades provinciales y distritales con sus autonomías y competencias propias.

La dinámica de funcionamiento del Modelo es la siguiente: la oferta del nuevo producto se inicia con el **Suministro de gas natural** a través de la Distribución por Red de Ductos. Esta red se encuentra en constante expansión interurbana, gracias a la instalación de redes de tuberías a cargo del concesionario para la Distribución en Lima y Callao.

El inversionista privado evalúa las alternativas de participación. Aquellos inversionistas relacionados con la comercialización de hidrocarburos líquidos y/o GLP se sintieron naturalmente atraídos a diversificarse ingresando al negocio de la comercialización del GNV, desarrollando nuevos proyectos para la instalación de GNV o presentando proyectos de ampliación o modificación de establecimientos de venta de hidrocarburos existentes. Esta iniciativa genera la intervención de otros factores del modelo, como ocurre con las empresas consultoras encargadas de planificar el proyecto y conformar el Expediente Único del mismo, las empresas constructoras e instaladoras responsables de su ejecución y los profesionales y técnicos (individuales o asociados), encargados de la operación de los denominados Establecimientos de Venta al Público de GNV (EVP de GNV).

En cuanto al segundo componente del Modelo, relacionado al **marco técnico-normativo** del subsector hidrocarburos, el MINEM estableció inicialmente un Expediente Único, el cual es un procedimiento de simplificación administrativa aprobado mediante Decreto Supremo N° 003-2007-EM, con el fin de obtener las autorizaciones para la instalación y operación de los establecimientos de venta al público de GNV o para las modificaciones/ampliaciones de los establecimientos de combustibles líquidos que deseen expender GNV. Esto implica un proceso de tres etapas:

- 1) Aprobación de la Declaración de Impacto Ambiental (D.I.A.) a cargo de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MINEM (DGAAE).
- 2) Aprobación del Informe Técnico Favorable (ITF) para la Instalación y/o Modificación/Ampliación de Establecimientos de Venta al Público (EVP) de GNV, a cargo del OSINERGMIN.
- 3) Inscripción en el Registro de Hidrocarburos, que hoy está a cargo del OSINERGMIN (hasta Mayo de 2010, era la Dirección General de Hidrocarburos del MINEM -DGH).

Este Expediente Único implica la reducción de los tiempos de emisión de las autorizaciones necesarias de los proyectos que cumplan todos los requisitos legales, técnicos y ambientales requeridos por la normatividad aplicable, con el objetivo de masificar el uso del gas natural en el parque automotor existente. Además, estableció que el OSINERGMIN sea la institución responsable de la evaluación técnica de los ITF de los proyectos de GNV y, adicionalmente, de realizar la función de supervisión, fiscalización y sanción correspondiente a cada una de las etapas del proyecto, desde la instalación

hasta la etapa operativa, incluyendo la fase de abandono.

OSINERGMIN, además de organizar su estructura para cumplir con las funciones administrativas señaladas, asumió el rol proactivo y promotor del Modelo. Rápidamente conformó equipos de especialistas que participaron en los Comités Técnicos del INDECOPI, con el fin de proporcionar el marco técnico adecuado para la nueva actividad económica. Fue así que se desarrollaron las Normas Técnicas Peruanas (NTP), que finalmente brindaron el soporte necesario para la elaboración de las normas legales, tales como el Reglamento para la Instalación y Operación de Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular, aprobada por el Decreto Supremo N° 006-2005-EM; así como para las mejoras administrativas en la evaluación de los proyectos de instalación y otorgamiento de los permisos y licencias de instalación y de operación respectivamente, a través de la creación del Expediente Único mencionado. Complementan el marco indicado dos modificaciones que se efectuaron para facilitar la instalación de EVPs de GNV en casos especiales como el de estaciones de servicio en funcionamiento.

Pero la oferta requiere, además del producto y de los medios necesarios para beneficiarse del mismo, de un respaldo técnico, financiero y de promoción. Es así que se formaron empresas importadoras de equipos y accesorios necesarios para la implementación de los nuevos establecimientos. Del mismo modo, OSINERGMIN configuró el perfil de los nuevos profesionales que se encargarían de instalar u operar estos establecimientos con el conocimiento y seguridad necesarios. Estos nuevos técnicos y profesionales, denominados IG1 e IG2 en el primer caso, e IG3 en el segundo, serían evaluados en cuanto a su experiencia y competencia profesional por empresas certificadoras de renombre. Los bancos y compañías de seguros se encargarían de diseñar líneas de crédito, proveer de cartas de garantía y condiciones de póliza adecuadas. Finalmente, se formaron asociaciones civiles para fomentar el consumo de gas vehicular, promoviendo la inversión privada para la construcción de los EVP de GNV.

Por su parte, la demanda también debía de ser potenciada. Volviendo a la explicación del gráfico N° 01, otros grupos de inversionistas decidieron apostar por la conversión, implementando talleres de conversión vehicular o conformando sociedades de representación, importación de tanques de almacenamiento de GNV, carburadores y otros dispositivos necesarios para la conversión indicada. Esta actividad también requirió del apoyo de los bancos y financieras, quienes, aparte de su intervención como fuentes de financiamiento, diseñaron líneas de crédito especiales que fueron ofertadas a los futuros usuarios (taxistas formales y particulares), con el fin de financiar su inversión. Tanto el MTC como PRODUCE tuvieron a su cargo el diseño y la promulgación del marco normativo y técnico -nuevamente apoyados por el INDECOPI y con participación del OSINERGMIN- que se aplicó

para el desarrollo de las actividades de conversión y de importación o producción de dispositivos de Gas Natural Vehicular.

El tercer componente previsto por el Modelo es el **monitoreo de la oferta y la demanda**. Este proceso lo realiza el Consejo Supervisor del Sistema de Control de Carga de GNV, el mismo que está conformado por un representante del MINEM, un representante del MTC y un representante del Ministerio de la Producción (PRODUCE) y que, adicionalmente, puede contar con un órgano consultivo conformado por los representantes de los establecimientos de GNV y/o agentes que participen en el sistema de Control de Carga. El Consejo Supervisor ha nombrado a COFIDE, como Administrador del Sistema de Control de Carga de GNV.

El sistema indicado consiste de un control electrónico (chip de carga inteligente) que permite al usuario interesado, convertir su vehículo de gasolina o GLP hacia el gas natural, obteniendo un crédito para financiar la conversión en un taller autorizado. El pago del crédito es controlado mediante un sistema electrónico basado en la inserción de un chip electrónico en la válvula de carga de GNV del vehículo, que es escaneado desde el sistema de facturación instalado junto al dispensador de GNV en cada EVP. Identificado el crédito asociado al código o registro del chip electrónico, se procede a emitir la factura adicionando la cuota de pago correspondiente al crédito recibido. Adicionalmente se controlan otros parámetros como la idoneidad del tanque del vehículo, el reporte de los metros cúbicos despachados, reporte de los montos facturados y la recolección de impuestos, entre los más importantes. Cabe mencionar que, este sistema de control de carga inteligente es la primera experiencia a nivel mundial en la que un país establece el uso obligatorio de dicho sistema para el despacho del GNV. Este sistema representa además, un elemento de seguridad adicional que le confiere niveles de seguridad mucho mayores a los sistemas usados actualmente en otros países de América Latina; además, ha sido objeto de reconocimientos por parte de expertos y consultores extranjeros de otros países que encuentran este sistema significativamente ventajoso en comparación con los de control de carga usados actualmente a nivel mundial.

Finalmente, el modelo se completa con la intervención activa de las autoridades municipales, de los usuarios de gas natural y de la sociedad civil (asociaciones de vecinos, instituciones privadas y núcleos familiares) que se ubican en el entorno de los EVP de GNV y que esperan que su operación se realice dentro de los términos económicos comprometidos, con altos estándares de servicio, así como que se procuren condiciones de seguridad y de cuidado ambiental necesarias para una convivencia tranquila y sostenible.

**V. DISTORSIONES DEL MERCADO DEL GNV:
Prácticas colusorias horizontales**

1.1. OFERTA

El GNV es ofrecido a los usuarios del gas natural para vehículos a través de Gasocentros, cuyo crecimiento en el mercado se muestra en el Gráfico

N° 2. Así podemos apreciar que la cantidad de gasocentros operativos ha aumentado significativamente: a junio del 2012, se encontraban operativos 192 gasocentros, asimismo existían 111 proyectos que ya iniciaron o están por iniciar construcción. Esto es que, potencialmente, existiría una cifra superior a 300 gasocentros en el mercado.

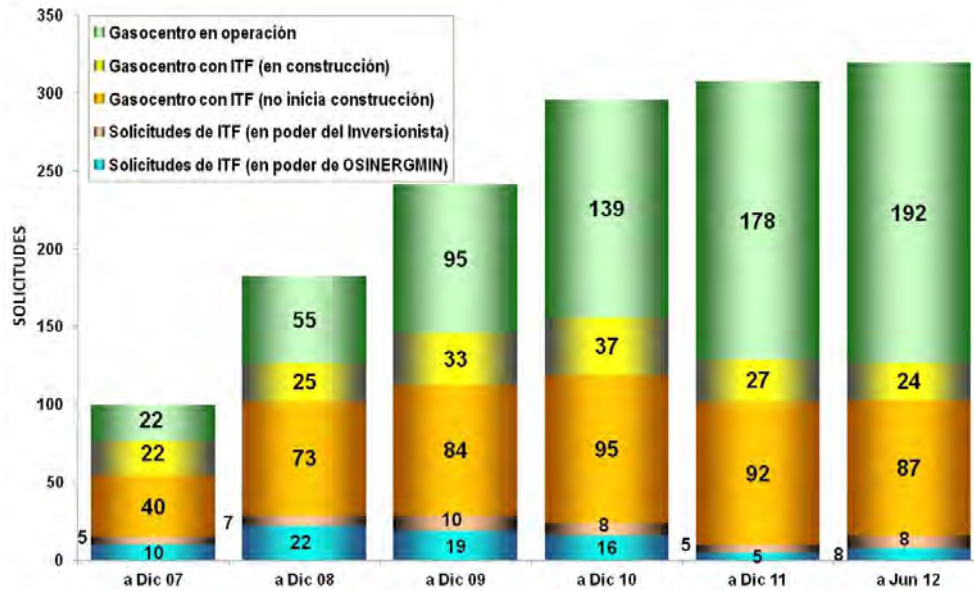


Gráfico N° 02. Evolución de la Oferta de Gasocentros

Los primeros gasocentros de GNV que iniciaron operación por el año 2005 o 2006, tuvieron un tiempo de recuperación de la inversión efectuada cercano a un año y, aun cuando este tiempo es mayor en la actualidad, el mercado mantiene su dinámica de crecimiento debido a los márgenes de rentabilidad que ofrece este nuevo combustible a los inversionistas, en comparación con los que obtienen en los demás combustibles sustitutos.

1.2. Demanda

Por el lado de la demanda, la cantidad de vehículos que vienen haciendo de uso del GNV, se ha incrementado notablemente, tal como se muestra en el Gráfico N° 03.

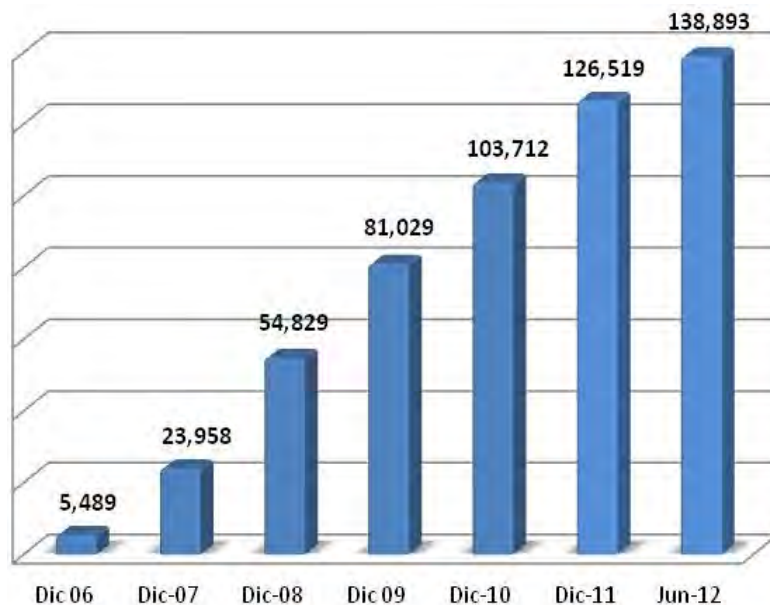


Gráfico N° 03. Evolución de la demanda – Número de Vehículos convertidos

Un indicador utilizado con frecuencia, a nivel internacional, para analizar el desempeño del mercado, es evaluar la relación entre la oferta y la demanda (vehículos por gasocentro), indicador que para el caso peruano se muestra en el Gráfico N° 4

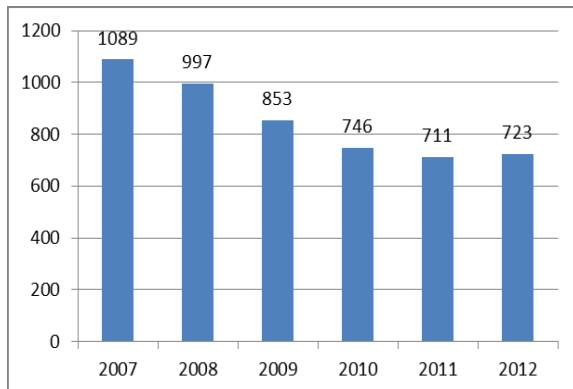


Gráfico N° 4. Evolución del número de Vehículos por gasocentro

Como se puede ver, en los primeros años, esta relación se encontraba cerca de 1000 vehículos por gasocentro, cifra que es usual en mercados nacientes de rápido crecimiento. Esta relación ha ido decreciendo conforme ha pasado el tiempo a medida que la cantidad de gasocentros ha ido aumentando. Esta cifra, actualmente, bordea los 700 vehículos por gasocentro y en los últimos años tiende a estabilizarse. A modo de referencia, en Colombia esta cifra se encuentra por encima de 500.

1.3. PRECIO

En cuanto a la evolución del precio de GNV, su tendencia en el tiempo se muestra en el Gráfico N° 5.

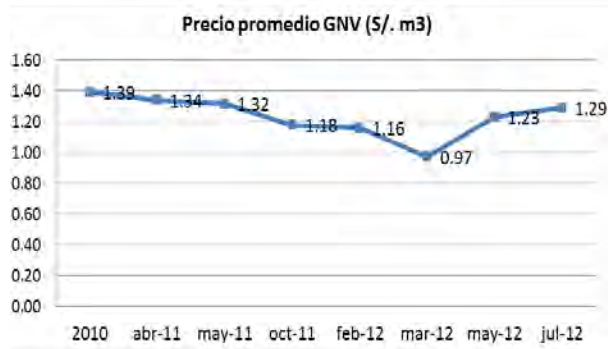


Gráfico N° 5. Evolución promedio del precio de GNV

Del gráfico anterior, se puede apreciar que el precio del GNV ha seguido un comportamiento descendente desde el año 2010 hasta llegar a un mínimo de 0.97 Soles/m3 en marzo del 2012. La reducción fue bastante apreciable, si se compara el precio del 2010 con el registrado a marzo de 2012, este era un 43% superior. Sin embargo, a partir esa fecha se ha venido incrementando el precio promedio alcanzando a julio una recuperación de

33%, la cual se mantiene hasta la fecha de este informe. Estos precios han sido tomados del sistema FACILITO de un día cualquiera de los meses indicados en dicho gráfico.

A efectos de evaluar la dispersión de los precios, respecto del promedio estimado, se presentan para los mismos meses la desviación estándar de los precios en la Tabla N° 6:

2010	abril 2011	mayo 2011	oct. 2011	feb. 2012	marzo 2012	mayo 2012	julio 2012
0.008	0.110	0.137	0.034	0.053	0.122	0.016	0.011

Tabla N° 06. Desviaciones estándares de los precios del GNV

Como puede apreciarse, las desviaciones estándares son pequeñas sobre todo al inicio de los periodos y en los últimos meses. A modo de ejemplo del comportamiento del precio, en el mes de mayo del 2012, el 95% de los precios en los gasocentros se encontraba entre 1.21 y 1.23 Soles/m3. Para Julio del 2012, el 97% de los precios en los gasocentros se encuentra entre 1.27 y 1.29 Soles/m3.

Adicionalmente, como referencia incluimos el listado de precios del GNV que se encuentra publicado en el FACILITO al 19/07/2012 (Ver 7 hojas del Anexo I adjunto).

EL PROBLEMA CENTRAL: LA COLUSION HORIZONTAL

Como se puede apreciar del gráfico de la Evolución de la **Oferta** de gasocentros de GNV (Gráfico N° 2), en Enero de 2010 teníamos aproximadamente 95 gasocentros de GNV operativos y, hoy (Setiembre de 2012) tenemos alrededor de 195, es decir, en este lapso de tiempo hemos más que duplicado la disponibilidad de oferta de gasocentros de GNV, con tendencia a seguir creciendo.

Sin embargo, del gráfico N° 3 - Evolución del número de vehículos convertidos a GNV, en el mismo lapso indicado en el párrafo anterior (Ene. 2010 – Set. 2012), sólo hubo un crecimiento de la **demand**a de alrededor del 70%, con una tendencia a estabilizarse.

En este contexto y, en el mismo lapso de tiempo mencionado, observamos que los **precios** del GNV (Gráfico N° 5) – Evolución promedio del precio de GNV, han mostrado una tendencia errante la cual no corresponde con la oferta y demanda real, por lo cual se han presentado denuncias ante INDECOPI por una supuesta colusión horizontal de precios (léase, concertación de precios) por parte de los gremios y/o asociaciones que agrupan este tipo de establecimientos.

Como se puede apreciar del listado de precios del FACILITO incluido en el Anexo I, la última modificación de precios de GNV efectuada por los gasocentros, ha ocurrido entre el 22/06/12 y el

13/07/12 aproximadamente, tiempo durante el cual la mayoría de estaciones variaron desde 1.23 hasta 1.29 soles/m³ de GNV, manteniéndose este último valor hasta la fecha del presente informe. Esto pasaría casi desapercibido si no observamos cuál ha sido la variación histórica de los precios del Gráfico N° 5, en la cual notamos que el precio varió inicialmente desde 1.39 (Dic. 2010) hasta 0.97 (Mar. 2012) y luego nuevamente ha subido a 1.23, llegando hasta el valor actual de 1.29 soles/m³.

UNA ALTERNATIVA DE SOLUCION

Ante esta situación, hemos desarrollado nuestro análisis técnico en base a la metodología de 'Marco Lógico', la cual presentamos en el Anexo II del presente informe y, sobre las cuales, hemos encontrado las conclusiones y recomendaciones presentadas.

Sin embargo, a nuestro entender, es claro que no sólo bastaría un análisis de este tipo, sino también es necesario complementarlo con un análisis desde el punto de vista de las políticas anti-monopólicas que se aplican en nuestro país y, en particular, respecto a las prácticas colusorias del tipo horizontal que son las presente caso. En este sentido, de acuerdo a los casos resueltos por la Comisión de Libre Competencia de INDECOPI (CLC), subsisten dos problemas importantes en las prácticas horizontales, que sólo mencionaremos pero no serán motivo de mayor análisis en este informe debido a razones estrictamente académicas: el primero es la de si debe aplicarse la 'regla per se' o la 'regla de la razón'. Aparentemente, la tendencia mundial es la de aplicar la 'regla de la razón', es decir, primero se debe determinar si las empresas no contaban con medios menos costosos para obtener los beneficios que aparentemente estaban buscando a través de la práctica concertada. El segundo problema de las prácticas horizontales es el tratamiento de las evidencias circunstanciales o 'plus factors': la nueva tendencia consiste en que el denunciante debe presentar evidencia que 'tienda a excluir la posibilidad de que las empresas denunciadas actuaron de manera independiente'.

VI. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis técnico de los resultados de la metodología de marco lógico aplicada en este caso (ver Anexo II para más detalles), encontramos las siguientes conclusiones:

- 1) Los precios de comercialización reales del GNV no se están rigiendo por las leyes de la oferta y la demanda como lo establece la Ley Orgánica de Hidrocarburos.
- 2) No hay un crecimiento ordenado de la relación entre oferta y demanda, pues mientras que el incremento de la oferta de gasocentros de GNV se ha más que duplicado (de 95 a 195 gasocentros) entre Enero 2010 y Setiembre 2012, sin embargo en el mismo lapso, la

demanda de vehículos convertidos sólo llegó alrededor del 70%.

- 3) Existen indicios que nos indican que el comportamiento de los precios se debería a una concertación de precios por parte de los gasocentros ofertantes, es decir, a una práctica de colusión horizontal, la cual está penada por las normativas antimonopolio aplicables en el Perú.
- 4) Se evidencia la falta de personal técnico debidamente capacitado en aspectos técnicos y legales de la comercialización del GNV.
- 5) No existe, desde el punto de vista técnico-normativo, alguna capacidad de respuesta por parte del Estado o sus instituciones representativas, a fin de corregir o, por lo menos, mitigar los efectos de las distorsiones presentadas en el mercado.

VII. RECOMENDACIONES

- Se requiere la intervención del Estado, mediante la emisión de adecuadas normas legales, procedimientos, metas y objetivos claramente definidos para corregir o mitigar las distorsiones que se están presentando y permitir el fiel cumplimiento de las leyes de oferta y demanda en el mercado de precios de comercialización del GNV, para lo cual se necesita potenciar las capacidades reguladoras, supervisoras, fiscalizadoras y de coordinación que se requiera entre las instituciones representativas del Estado que tengan alguna relación con los precios del GNV.
- En la hoja 'Marco Lógico' del Anexo II se adjuntan algunas actividades detalladas con indicadores y medios de verificación que deben desarrollar algunas de las instituciones involucradas para potenciar sus capacidades en este tema.
- Difundir ampliamente toda la normativa relacionada al GNV entre los operadores de los gasocentros y/o sus asociaciones o gremios respectivos.
- Incrementar la capacitación del personal en aspectos técnicos y legales de la comercialización del GNV.
- Complementar el presente informe con un análisis desde el punto de vista de las políticas anti-monopólicas que se aplican en nuestro país y, en particular, respecto a las prácticas colusorias del tipo horizontal que son las del presente caso.

"Para la elaboración de este artículo se contó con la valiosa participación de la Ingeniera Beatriz Adaniya Higa y del Sr. Julian Garzón Bernal"

Anexo I



Precio del GNV en Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular.

Fecha y Hora de Actualización: 18/07/2012 - 12:00

Departamento: LIMA Provincia: LIMA Distrito: -Seleccione Distrito- Producto: Gas Natural Vehicular

Registrar precio/precio, hacer clic sobre el NÚMERO del Establecimiento

Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior (S/.)	Último Precio de Venta Registrado	
					Precio (S/.)	Fecha
LIMA	INVERSIONES MAVU S.A.C	AV VENEZUELA N° 3500	364-8786	1.21	1.27	26/06/2012
SAN LUIS	MIDAS GAS S.A.	AV NICOLAS ARROLA N° 3191	326-1088 / 328-1088	1.21	1.27	27/06/2012
ATE VITARTE	SERVICENTRO SMILE S.A.	AV SEPARADORA INDUSTRIAL MZ B-2 LOTE 1-2B URB EL ARTESANO	435-3004 / 355-7270	1.29	1.27	06/07/2012
ATE VITARTE	CENTRO GAS DIEGO E.I.R.L	AV LA MOLINA N° 377-397 PARCELA SEMIRUSTICA LA MOLINA, VZ D PARCELA 4	9494850 / 4255935	1.22	1.27	28/06/2012
SANTA ANITA	SERVICENTRO EL ASESOR S.A.C	AV HUARACHIRI N° 906, ESQUINA CON AV HUANCARAY MZ H1 LOTES 2,3,4,5 Y 6 URB EL ASESOR	35-40654 / 7192204	1.26	1.27	03/07/2012
SAN LUIS	COESTI S.A.	AV NICOLAS AYLLON N° 1340	264-0005 / 96006-7496 / 8612816	1.21	1.27	26/06/2012
VILLA MARIA DEL TRIUNFO	GASOCENTRO LIMA SUR S.A.C	AV LIMA N° 2100		1.21	1.27	27/06/2012
LA MOLINA	COESTI S.A.	AV LOS FRUTALES N 994 ESQUINA CON CALLE ARCOS DE FRONTERA		0.00	1.27	11/07/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	COESTI S.A.	AV PROCERES DE LA INDEPENDENCIA N° 104 URB ZARATE	2003100 / 4561505	1.29	1.27	04/07/2012
LA VICTORIA	SHIHO FUKU CORPORATION S.A.C	AV CANADA 288 ESO CON JR CARVALLO		1.21	1.27	26/06/2012
LA MOLINA	COESTI S.A.	AV LA MOLINA N° 505, ESO CON LA CALLE LAS MANDARINAS	2003100 / 2240693	1.29	1.27	04/07/2012
ATE VITARTE	TAD INVERSIONES S.A.C -TAC-GRADO	ESO AV LOS INGENIEROS Y AV SEPARADORA INDUSTRIAL 2503 MZ E LT 14-2 URB STA RAQUEL 2DA ETAPA	7191360 / 3460343	1.26	1.27	11/07/2012
LIMA	SERVICENTRO ALASPE S.A. COOPERATIVA DE SERVICIOS ESPECIALES ALAS PERUANAS	ESO DE LA AV VENEZUELA N° 3343 CON JLR ARSANDRES DEL CARPIO URB INDUSTRIAL PALOMINO	5540120	1.22	1.28	26/06/2012
SURQUILLO	ESTACION DE SERVICIOS MONTE EVEREST S.A.C	AV AVIACION N° 4269 4285 Y CALLE CLARA BARTON N° 121	2718701 / 6122326	1.22	1.28	30/06/2012
LA VICTORIA	SERVICENTRO TITI S.A.C	ESQUINA DE AV SAN LUIS CON PABLO PATRON 120 URB SAN PABLO	324-3048 / 325-7855	1.22	1.28	26/06/2012
SAN LUIS	ESTACION DE SERVICIOS EL PINO E.I.R.L	JR MANUEL ECHEANDIA N° 568 ESO CON AV CROQUIVALGON MZ A, LOTES 6,7 Y 8 URB LOTIZACION INDUSTRIAL EL PINO	3265982 / 3291221	1.22	1.28	25/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	COESTI S.A	AV PROCERES DE LA INDEPENDENCIA N° 3773-2785-2796 ESQUINA CON AV EL SOL N° 288 - URB SAN CARLOS	2003100 / 2003161	1.23	1.28	30/06/2012
LIMA	ESTACION SANTA MARGHERITA S.A.C	AV VENEZUELA NRO. 2000	4798522 / 4728523	1.22	1.28	25/06/2012
LIMA	COESTI S.A	AV TINGO MARIA N° 1172-1194 ESO CON RALF POPULAS BARRENECHELA	5742750 / 5742727	1.29	1.28	05/07/2012
SANTA ANITA	AJ GROUP INVERGAS S.A.C	AV SANTIAGO DE CHUCO 501 ESQUINA CON AV APURIMAC COOPERATIVA UNIVERSAL		1.23	1.28	27/06/2012
LIMA	CAJOGAS S.R.L (OPERADOR EXCLUSIVO DE GNV)	AV NICOLAS DUEÑAS No 308 - 310 ESO CON AV ENRIQUE MENDOZA		1.29	1.28	26/06/2012
INDEPENDENCIA	GASORTE S.A.C (OPERADOR DE GNV)	AV GERARDO LINER No 3301 ESQUINA CON JR RUFINO MACEDO		1.22	1.28	23/06/2012
ATE VITARTE	GASPETROLEO S.A.C	AV NICOLAS AYLLON ESQUINA CON AV LA MOLINA		1.29	1.28	14/07/2012
LIMA	OPERACIONES ARGUS S.A.C	AV NICOLAS DUEÑAS N 609 610 616	336 8205	1.29	1.28	26/06/2012
BREÑA	DUDDAS S.A.	AV AFRICA N° 550 - 590 ESO CON JR JORGE CHAVEZ		1.22	1.29	27/06/2012

1 de 7

Los precios son registrados directamente por el responsable del establecimiento en las fechas indicadas

Nota: Precio en Nuevos Soles / Metro Cúbico

[Página Inicial](#)

[Regresar](#)



Precio del GNV en Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular.

Fecha y Hora de Actualización: 13/07/2012 - 12:00

Departamento: LIMA Provincia: LIMA Distrito: -Seleccione Distrito- Producto: Gas Natural Vehicular

Para mayor geografización, hacer click sobre el NOMBRE del Establecimiento.

Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Alttenedor (S/.)	Último Precio de Venta Reportado	
					Precio (S/.)	Fecha
ATE VITARTE	COESTI S.A.	AV NICOLAS AYLLON N° 7181	2033100 / 2241032	1.22	1.28	28/06/2012
VILLA EL SALVADOR	ENVASADORA ANDINA DE GAS COMPANY S.A.	AV Pachacutec Mz. B Lote 1, altura Cuadra 40 Av Pachacutec Esq. Calle N° 6		1.23	1.28	27/06/2012
SANTIAGO DE SURCO	GANAGAS S.A.C	AV LOS PROCERES ESQUINA AV PROLONGACION PASEO DE LA REPUBLICA		1.27	1.28	13/07/2012
ATE VITARTE	CÉNTROGAS VISTA ALEGRE S.A.C	AV NICOLAS AYLLON 4700		1.22	1.28	26/06/2012
LIMA	CONSORCIO E INVERSIONES SALOMON S.R.L.	ESQ AV MATERIALES 2813 CON AV UNIVERSITARIA SUR 488		1.22	1.28	27/06/2012
LA MOLINA	ENERGIGAS S.A.C.	AV JAVIER PRADO ESTE N° 5411		1.27	1.28	18/07/2012
SAN LUIS	CARRION INVERSIONES S.A.	AV NICOLAS ARRIGOLA 2400-2410-2418, ESQ CON CALLE JUSTIN LA ROSA TORO		1.23	1.28	26/06/2012
ATE VITARTE	PERUANA DE GAS NATURAL S.A.C	AV NICOLAS AYLLON 2039, ESQUINA CON CALLE EL BOSQUE		1.29	1.28	03/07/2012
ATE VITARTE	VUOGAS S.A.C	AV SANTA ROSA N° 510 ESQUINA JR LOS SAUCES		1.22	1.28	28/06/2012
LURIGANCHO	INVERSIONES PICORP S.A.C	AV RAMIRO PRALERON 435 Y AV LOS CISNES SUB LOTE 2 C.P. SANTA MARIA DE HUACHIPA		1.29	1.28	06/07/2012
JESUS MARIA	COESTI S.A.	GREGORIO ESCOBEDO ESQ CON HUIRADOCHA	2241016	1.27	1.28	05/07/2012
VILLA MARIA DEL TRIUNFO	PITS GNV S.A.C	NICOLAS DE PIERGLAN N° 800 MZ H-1 LOTE 116 ESQ CON LA AV VILLA MARIA		1.18	1.28	08/02/2012
LIMA	ENERGIGAS ARGENTINA S.A.C	AV ARGENTINA 1930 - 1955 ESQUINA CON AV NICOLAS DUENAS	4254500	1.29	1.28	13/07/2012
SAN LUIS	IMPORTACIONES EXPORTACIONES SAN LUIS S.A.	AV NICOLAS ARRIGOLA N° 2140 ESQ. CON AV SAN LUIS	4736920	1.22	1.28	26/06/2012
LIMA	COESTI S.A.	AV MARISCAL OSCAR R. BENAVIDES N° 871 (ANTES AV COLONIAL ESQ AV TINGO MARIA)	2033100 / 2240693	1.22	1.28	26/06/2012
LIMA	ENERGIGAS S.A.C.	AV VENEZUELA N° 2180 ESQ. CON JR YUNGAY	3680223	1.29	1.28	13/07/2012
SANTIAGO DE SURCO	COESTI S.A.	ESQ. AV TOMAS MARSAYO Y LOS PROCERES	2033100 / 2240693	1.27	1.28	12/07/2012
VILLA MARIA DEL TRIUNFO	E & A INVERSIONES S.A.	AV PACHACUTEC N° 5955	2931742	1.23	1.29	22/06/2012
LIMA	ABA SINGER & CIA S.A.C	AV PETIT THOUARS N° 1148, URB. SANTA BEATRIZ	4719878 / 4779948	1.23	1.29	25/06/2012
MAGDALENA DEL MAR	ASESORIA COMERCIAL S.A. -ACOSA-	AV BRASIL N° 4101 - 4103 ESQ. CON AV DEL EJERCITO Y JR HIPOLITO UNANUE	20440215 / 390507486, 8912918	1.27	1.29	23/08/2012
SAN MARTIN DE PORRES	INVERSIONES PICORP S.A.C.	AV JOSE GRANDA N° 3210 URB. EL ESTABLO	5044334 / 580034488	1.27	1.29	28/06/2012
MAGDALENA DEL MAR	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV FAUSTINO SANCHEZ CARRION ESQUINA CON AV JUAN DE ALAGA	4114600 / 398602747	1.27	1.29	29/06/2012
MAGDALENA DEL MAR	SERVICENTRO JULIA S.A.C.	JAVIER PRADO CESTE N° 600 ESQ. AV JUAN DE ALAGA	4916042	1.23	1.29	23/08/2012
SAN ISIDRO	ASESORIA COMERCIAL S.A.	AV REPUBLICA DE PANAMA 3600-3656	2640035 / 380007486, 8512818	1.27	1.23	25/06/2012
LA VICTORIA	GASBRA S.A.C.	ESQUINA AV PASEO DE LA REPUBLICA CON AV ISABEL LA CATOLICA SIN	2792051 / 2792052	1.26	1.29	28/06/2012

2 de 7

Los precios son registrados directamente por el responsable del establecimiento en las fechas indicadas

Nota: Precio en Nuevos Soles / Metro Cúbico



Precio del GNV en Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular.

Fecha y Hora de Actualización 19/07/2012 - 12:00

Departamento	Provincia	Distrito	Producto			
LIMA	LIMA	Seleccione Distrito	Gas Natural Vehicular			
Para ubicar geográficamente, hacer click sobre el NOMBRE del Establecimiento						
Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Al por Mayor (S/.)	Último Precio de Venta Reportado	
					Precio (S/.)	Fecha
LIMA	ECO TRADING E.I.R.L	AV ARGENTINA N° 766	2090041 / 4243309	1.23	1.29	26/06/2012
BREÑA	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV ARICA 461, ESQUINA CON JR. GENERAL VARELA Y JR. TERESA OQUEANDO	411-6000 / 996607247	1.27	1.29	29/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV PRODIGIOS DE LA INDEPENDENCIA N° 3299 ESQ. CON AV EL BOSQUE URB CANTO GRANDE MZ. B - LT. 06	411-6000 / 996607247	1.28	1.29	01/07/2012
LOS OLIVOS	EMPRESA DE TRANSPORTES E IMPORTACIONES Y SERVICIOS S.A	AV UNIVERSITARIA ESQ. CARLOS IZAGUIRRE MZ A LOTES 1 2 3 Y 4 ASOCIACION DE VIVIENDA SAN JUAN DE DIOS	4654610	1.25	1.28	22/06/2012
SURQUILLO	TRIGAM S.A.C	AV REPUBLICA DE PANAMA N° 5025	4451174	1.27	1.29	27/06/2012
INDEPENDENCIA	GRIFOS ESPINOZA S.A	AV ALFREDO MENDIOLA NRO 3550 ESQ. AV PABLO OLAVIDE (PANAMERICANA NORTE KM 15.2)	5340090	1.23	1.29	22/06/2012
LIMA	CLEAN ENERGY DEL PERU S.R.L	AV UNIVERSITARIA SUR N 239		1.23	1.29	27/06/2012
INDEPENDENCIA	PETROCORP S.A (OPERADOR EXCLUSIVO DE GNV)	AV GERARDO UNGER ESQUINA CON AV IZAGUIRRE MZ D LOTE 26		1.23	1.29	22/06/2012
ATE VITARTE	CORGAS S.A.C	AV LAS TORRES 467 URB LOS SAUCES		1.23	1.29	27/06/2012
SANTIAGO DE SURCO	PANAMERICAN GAS TRADING S.A.C	AV REPUBLICA DE PANAMA 4103		1.23	1.29	25/06/2012
BREÑA	CORPORACION LUMAR S.A.C	JR. HJARAZ N° 1464 - 1464 ESQUINA CON JR RESTAURACION	7195331 / 7195331	1.25	1.29	25/06/2012
SAN MIGUEL	SERVICIOS SAN MIGUEL S.A.C (OPERADOR EXCLUSIVO DE GNV)	AV LA MAR N 2582 Y AV RIVAGUERO N 810 URB PANDO IV ETAPA		1.27	1.29	25/06/2012
SAN MARTIN DE PORRES	PLUSGAS S.A. (OPERADOR EXCLUSIVO GNV)	AV ALFREDO MENDIOLA N° 1365 - URB LA MILA		1.25	1.29	26/06/2012
BREÑA	ADMINISTRADORA DE SERVICIOS Y ASOCIADOS S.A.C	ESQ. AV ARICA CON JR PILCOMAYO MZ. 27 SUB LOTE A-1 A-2 A-3 Y B	2024600	1.23	1.29	23/06/2012
ATE VITARTE	GRIFOS ESPINOZA S.A.	AV NICOLAS AYLLON N° 4369	434 2051	1.23	1.29	25/06/2012
LURIGANCHO	GRIFO SANTO DOMINGO DE GUZMAN S.R.L	AV RAMIRO PRALLE COD. PREDIO PARCELA L SUBLOTE 26-B SUB LOTE 23-A DE LA ASOCIACION DIGNIDAD NACIONAL CUPR FRENTE AL SUBLOTE 23-D (CARRETERA RAMIRO)	3710079 / 3711792	1.21	1.29	01/07/2012
LIMA	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV COLONIAL N° 300 (ANTES AV OSCAR R. BENAVIDES) ESQUINA CON JR ASCOPE	411-6000 / 996607247	1.27	1.29	29/06/2012
ATE VITARTE	BAC PETROL S.A.C	AV VICTOR RAUL HAYA DE LA TORRE N° 2237-2241	3290017	1.22	1.29	25/06/2012
SURQUILLO	COESTI S.A.	AV TOMAS MARSANO N° 1988 ESQUINA CON AV ANGAMOS	2030000	1.28	1.29	06/07/2012
ATE VITARTE	ESTACION CORMAR S.A.	AV CARRETERA CENTRAL 561/PM 2.5 VITARTE ESQ. AV INGENIEROS URB BUENOS AMIGOS	3482221 / 3480133	1.28	1.29	28/06/2012
SAN MIGUEL	MANUEL IGREDA Y JULIO RIOS S.R.L	AV LA MARINA N° 1305	293 1241 / 293-1241	1.23	1.29	25/06/2012
LA VICTORIA	INVERSIONES OCTAVIO S.A.	JR LUNA PIZARRO N° 606	3058484 / 3054468	1.26	1.29	28/06/2012
PACHACAMAC	GRIFOS ESPINOZA S.A.	AV LIMA N° 2205 - AA.HH. JOSÉ GÁLVEZ	2932407	1.23	1.29	22/06/2012
COMAS	UNION DE INVERSIONISTAS EN SERVICIO PARA GAS S.A.C	AV UNIVERSITARIA NORTE 5779 (ANTES 5871) (ANTES AV UNIVERSITARIA 597)		1.23	1.29	23/06/2012
INDEPENDENCIA	INVERSIONES TRANSPORTES Y SERVICIOS CINCO S.A.C	AV CARLOS IZAGUIRRE 220 ESQUINA CON CALLE MAPO		1.23	1.29	22/06/2012

1 4 3 de 7

Los precios son registrados directamente por el responsable del establecimiento en las fechas indicadas

Nota: Precio en Nuevos Soles / Metro Cúbico

Página Inicial

Regresar



Precio del GNV en Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular:

Fecha y Hora de Actualización: 19/07/2012 - 12:00

Departamento: LIMA Provincia: LIMA Distrito: -Selección Distrito- Producto: Gas Natural Vehicular

Para ubicar geográficamente, hacer click sobre el BOTÓN del Establecimiento:

Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior (S/.)	Último Precio de Venta Reportado:	
					Precio (S/.)	Fecha
VILLA MARIA DEL TRIUNFO	ESTACIONES Y GASOCENTROS PERU S.A.C	AV. EL TRIUNFO 0210		1.27	1.29	22/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	PERUANA DE GAS NATURAL S.A.C.	AV. MALECON CHECA EGUIGUREN N° 175 101		1.27	1.29	24/06/2012
SAN LUIS	INVERSIONES T S.A.C.	AV. CIRCUNVALACION N° 1431 LOTES 1 Y 22 Y 23 MANZANA G URB. SAN PABLO 2ª ETAPA		1.22	1.29	26/06/2012
SAN MARTIN DE PORRES	KFG INVERSIONES S.A.C	AV. LIMA N° 3100	568-1307 / 628-1847	1.23	1.29	23/06/2012
LA MOLINA	PERUANA DE GAS NATURAL S.A.C	AV. JAVIER PRADO ESTE 6170		1.27	1.29	13/07/2012
LIMA	PERUANA DE GAS NATURAL S.A.C	AV. OSCAR BENAVIDES (ANTES COLONIAL) CDRA 13 ESQ. JR. PRESBITERO GASPAR HERNANDEZ		1.27	1.29	25/06/2012
SAN MARTIN DE PORRES	OCTAVO PERU S.A.C	AV. TOMAS VALLE 1207		1.26	1.29	28/06/2012
CHORRILLOS	OPERACIONES Y SERVICIOS GENERALES S.A.	Av. Caminos del Inca esquina Calle Los Sinchos Mz. N. Lote 12, Urb. San Juan Bautista		1.23	1.29	26/06/2012
VILLA MARIA DEL TRIUNFO	GRIFOS ESPINGA S.A.	AV. PACHACUTEC N° 5295 ESQ. CON CALLA B URB. TABLADA DE LURIN MZ. B LT. 5	4342351	1.23	1.29	22/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	GNV Las Flores S.A.C.	Av. Las Flores de Primavera esquina con Jr. Las Rimantas Mz. 84, lotes 15 y 15A / Cooperativa de Vivienda Las Flores		1.23	1.29	25/06/2012
LIMA	GRIFOSA S.A.C	AV. OSCAR B. BENAVIDES NO. 2268	3300590 / 3308503	1.22	1.29	25/06/2012
SAN MARTIN DE PORRES	DELTA COMBUSTIBLES E.I.R.L	AV. ALFREDO MENDIOLA N° 700 / 704 (FRENTE A PANAMERICANA NORTE - KM 3)	3812906	1.23	1.29	27/06/2012
SURQUILLO	Natural Gas Engineering S.A.C	Esquina Av. Argemiro Este con Calle Victor Alzamora		1.27	1.29	26/06/2012
PUEBLO LIBRE	MARINA GAS S.A.C	AV. LA MARINA N° 787 ESQUINA CON JR. MARISCAL CASTILLA N° 1650		0.00	1.29	07/07/2012
LIMA	CORPORACION DE SERVICENTROS S.A.C	OSCAR BENAVIDES N° 930	5720397 / 5721672	1.23	1.29	25/06/2012
LA VICTORIA	COESTI S.A.	AV. 28 DE JULIO N° 2200	2033100	1.23	1.29	26/06/2012
LIMA	SERVICENTRO SHALOM SAC	AV. NACIONES UNIDAS 1222	425-6428	1.23	1.29	26/06/2012
LA VICTORIA	COESTI S.A.	AV. CANADA N° 1188 1191 ESQ. CON CALLE VICTOR ALZAMORA	2033100	1.23	1.29	26/06/2012
LA VICTORIA	PERUANA DE GAS NATURAL S.A.C	AV. NICOLAS AYLLON MZ. 308, LOTES 1, 2 Y 3 ESQ. CON AV. MEXICO URB. SAN PABLO		1.27	1.29	26/06/2012
SAN MARTIN DE PORRES	LUIS MIGUEL CARRION BENITES	LOTE 4 MZ. 09 AV. ALFREDO MENDIOLA N° 9050 - URB. PRO SEXTO SECTOR		1.23	1.29	23/06/2012
BREÑA	PERUANA DE GAS NATURAL S.A.C	AVICA N° 1085 URB. AZCONA	5287928	1.27	1.29	25/06/2012
PUEBLO LIBRE	E Y G PERU S.A.C	Av. Simón Bolívar N° 105 Esquina Av. Brasil		1.27	1.29	25/06/2012
SANTIAGO DE SURCO	COESTI S.A.	AV. CAMINOS DEL INCA N° 2017 ESQ. CON LA AV. BENAVIDES	2033100 / 2246693	1.28	1.29	09/07/2012
SURQUILLO	REPSOL COMERCIAL S.A.C	AV. ARAMBURU N° 904 908 912 Y 918 ESQ. CALLE LAS TIENDAS	215-7530 / 215-6225	1.27	1.29	27/06/2012
LA VICTORIA	ENERGIGAS S.A.C	AV. MANGO CAPAC N° 1180 Y JR. FRANCIA N° 423		1.23	1.29	25/06/2012

14 4 4 de 7 2

Los precios son registrados directamente por el responsable del establecimiento en las fechas indicadas

Nota: Precio en Nuevos Soles / Metro Cúbico

Página Inicial

Regresar



Precio del GNV en Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular.

Fecha y Hora de Actualización : 19/07/2012 - 12:00

Departamento	Provincia	Distrito	Producto			
LIMA	LIMA	Seleccione Distrito	Gas Natural Vehicular			
Para utilizar geográficamente, haga clic sobre el NOMBRE del Establecimiento						
Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior (S/)	Ultimo Precio de Venta Reportado	
					Precio (S/)	Fecha
SAN JUAN DE MIRAFLORES	CARLOS ALFREDO IBAÑEZ MANCHEGO	AV. DE LOS HEROES 1187 - 1189		1.23	1.29	22/06/2012
PUEBLO LIBRE	ASESORIA COMERCIAL S.A.	AV. SUCRE N° 1070	284-0035 / 99008-7486 9512918	1.27	1.29	23/06/2012
INDEPENDENCIA	GRUPO EL PACIFICO S.A.C.	AV. INDUSTRIAL N° 3401. ESQUINA CON AV. EL PACIFICO		1.23	1.29	23/06/2012
SAN MIGUEL	PERUANA DE GAS NATURAL S.A.C.	AV. ELMER FAUCETT N° 320 MZ. D. LOTE 25 URB. MARANGA V ETAPA		1.27	1.29	25/06/2012
LOS OLIVOS	ECOMOVIL E.I.R.L.	AV. ALFREDO MENDIOLA NRO 8558-0586 8567-2589		1.23	1.29	26/06/2012
LA VICTORIA	SIRCOO HOLDINGS S.A.C.	Av. Manro Capoc N° 201 205, 311 317 y 321. Inp. con Jr. García Huanca N° 304 308 y 312		1.23	1.29	24/06/2012
PUEBLO LIBRE	ABA SINGER & CIA S.A.C.	AV. SIMON BOLIVAR 400 - 488 ESQUINA JR. BELGRANO 110 - 120		1.27	1.29	25/06/2012
INDEPENDENCIA	CLEAN ENERGY DEL PERU S.R.L.	AV. NARANJAL N° 299 URB. INDUSTRIAL NARANJAL		1.23	1.29	26/06/2012
LOS OLIVOS	PERUANA DE GAS NATURAL S.A.C.	AV. TOMAS VALLE ESQ. AV. BETA, SECCION A-1 FUND. GUARAY BAJO SECTOR B		1.27	1.29	25/06/2012
LA VICTORIA	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C.	AV. ISABEL LA CATOLICA. ESQ. JR. ABTAD N° 1007		1.27	1.29	25/06/2012
EL AGUSTINO	GASOCENTRO PUENTE NUEVO S.A.C.	AV. JOSE CARLOS MARIATEGUI MZ. G LOTE 1 ASOC. VIV. ANCIETA		1.23	1.29	23/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	GASOCENTRO & AUTOSERVICIOS REAL S.A.C.	AV. PROCERES DE INDEPENDENCIA 255 ESQ. CON JR. ESTRELLAS		1.23	1.29	25/06/2012
LIMA	FORMAS METALICAS S.A.	AV. ARGENTINA N° 915	3399724	1.23	1.29	26/06/2012
MAGDALENA DEL MAR	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C.	JR. SALAVERRY N° 478-50	411-6007 / 999607247	1.27	1.29	29/06/2012
LOS OLIVOS	REPRESENTACIONES SAN FLOR FARMIN	AV. GERARDO UNGER MZ. ALT. 1 URB. INDUSTRIAL INFANTAS		1.23	1.29	22/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	INVERSIONES KORIOTO S.A.C.	AV. LAS LOMAS MZ. D SUB LOTE 1-A ESQUINA AV. LURIGANCHO		1.23	1.29	23/06/2012
COMAS	MAS GAS PERU S.A.C.	AV. TUPAC AMARU MZ. P. LOTES 24 25 26 27 28 URB. CARABAYLLO I SECTOR II ETAPA ZONA A		1.23	1.29	22/06/2012
BRERA	CHIE S.A.C.	JR. ORBEGOZO N° 300 ESQUINA CON JR. HUIARAZ	3320112	1.25	1.29	26/06/2012
SANTIAGO DE SURCO	INVERSIONES GASURCO S.A.C.	AV. GUARDIA CIVIL SUR ESQUINA CON CALLE DONA MERCEDES MZ. B LOTES 1,2 Y 3		1.23	1.29	26/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	PERUANA DE GAS NATURAL S.A.C.	AV. PROCERES DE LA INDEPENDENCIA N° 701 - 709	411-6007 / 999607247	1.27	1.29	25/06/2012
LA VICTORIA	ADMINISTRADORA DE SERVICIOS Y ASOCIADOS SAC	AV. BAUZATE Y MEZA 1050 MZ. N° 22 LOTE 1	2024600	1.23	1.29	23/06/2012
LURIN	COMERCIAL INDUSTRIAL LURIN GAS S.R.L.	ANTIGUA CARRETERA PANAMERICANA SUR KM.40 ESQ. CON AV. LOS EUGALPTOS MZ. F LT. 9 URB. PREDIO SANTA GENOVEVA		1.25	1.29	28/06/2012
LURIN	MEOGAS PERU S.A.	MZ. C LT. 4 URB. LAS PRADERAS DE LURIN - ANTIGUA PANAMERICANA SUR ESQ. CON CALLE 4 Y CALLE 3		1.25	1.29	02/07/2012
LOS OLIVOS	ALTAVIDA GAS S.A.C.	JR. LOS HORNOS N° 146		1.23	1.29	22/06/2012
LIMA	SIRCOO HOLDINGS SAC	AV. ARGENTINA 898		1.23	1.29	24/06/2012

5 de 7

Los precios son registrados directamente por el responsable del establecimiento en las fechas indicadas

Nota: Precio en Nuevos Soles / Metro Cubico

Página Inicial

Regresar



Precio del GNV en Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular.

Fecha y Hora de Actualización: 19/07/2012 - 12:00

Departamento: LIMA Provincia: LIMA Distrito: -Seleccione Distrito- Producto: Gas Natural Vehicular

Para utilizar esta herramienta, hacer clic sobre el NOMBRE del Establecimiento

Distrito	Establecimiento	Direccion	Teléfono	Precio de Venta Anterior (S/.)	Último Precio de Venta Pagamiento	
					Precio (S/.)	Fecha
LINCE	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV AREQUIPA N° 1800 ESQUINA CON AV JOSE PARDO DE ZELA	411-8600 / 96607247	1.27	1.29	29/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	ESTACION LOS JARDINES E.I.R.L	AV PROGRES DE LA INDEPENDENCIA NRO 1015 (MZ. G LTS. 11 AL 15)	458-4559 / 458-5177	1.23	1.29	27/06/2012
SANTA ANITA	ESTACION DE SERVICIO SANTA ROSA S.R.L	AV SANTA ROSA N° 274	3830795	1.28	1.29	28/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	ESTACION GASOLINERA S.R.L	AV PROGRES DE LA INDP Y LOS POSTES MZ 2 LTS 3-4	3971673 / 3873485	1.23	1.29	25/06/2012
SAN JUAN DE MIRAFLORES	SUR EXPORT E.I.R.L.	PROLONGACION AV DEFENSORES DE LIMA N° 889/895 Y CALLE CERRO AZU. N° 227 238 237 LRB SAN IGNACIO DE MONTEVIDEO	275-0900 / 275-0478	1.23	1.29	25/06/2012
SAN JUAN DE LURIGANCHO	ABA SINGER & CIA S.A.C	JR CHINCHAYUYO N° 710	471-8878 / 471-5948	1.23	1.29	23/06/2012
LURIGANCHO	REPRESENTACIONES E IMPORTACIONES MIJ S.R.LTDA.	AUTOPISTA RAMIRO PRIALE KM. 8.2 URB ASOC DIGNIDAD NACIONAL MZ. A LT. 29	3711318	1.23	1.29	02/07/2012
ATE VITARTE	LUBRIDAS S.R.LTDA.	CARRETERA CENTRAL KM. 2.5	340-3330 / 340-3327	1.28	1.29	28/06/2012
LA VICTORIA	IMPORTACIONES DIANA S.A.	AV ISABEL LA CATOLICA N° 650 ESQUINA CON CALLE ANDAHUAYLAS	2958007	1.23	1.29	23/06/2012
PUEBLO LIBRE	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV BOLIVAR N° 1020 ESG CON AV GENERAL CORODOVA	411-8600 / 96607247	1.27	1.29	29/06/2012
SAN MARTIN DE PORRES	COESTI S.A.	AV TOMAS VALLE N° 1981 URB SAN PEDRO DE GARAGAY	2033100	1.28	1.29	06/07/2012
SANTIAGO DE SURCO	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV SAN JUAN N° 112 URB SANTA TERESA	411-8600 / 96607247	1.27	1.29	29/06/2012
LAMOLINA	ORGANIZACION FU TURO S.A.C	AV JAVIER PRADO ESTE N° 9551 URB SANTA PATRICIA - III ETAPA	7175707	1.27	1.29	13/07/2012
MIRAFLORES	COMPANIA DE PETROLEO SHELL DEL PERU S.A. (COESTI S.A.)	AV BENAVIDES ESQUINA CON LA AV REPUBLICA DE PANAMA	2033100	1.27	1.29	07/07/2012
BREÑA	ASESORIA COMERCIAL S.A.	AV TINGO MARIA N° 1711	264-0035 / 966067489 #812818	1.23	1.29	25/06/2012
LA VICTORIA	ASESORIA COMERCIAL S.A.	AV NICOLAS ARRILLAGA NO 265	264-0035 / 966067489 #812818	1.23	1.29	25/06/2012
LINCE	ASESORIA COMERCIAL S.A.	AV ARENALES N° 2100	264-0035 / 966067489 #812818	1.23	1.29	25/06/2012
SAN MIGUEL	ASESORIA COMERCIAL S.A.	AV ELMER FAUCETT NO 364	264-0035 / 966067489 #812818	1.27	1.29	25/06/2012
SAN LUIS	INMOBILIARIA LAS MALVINAS SA	AV GRAL. FELIPE SANTIAGO SALAVERRY 341 URB EL PINO		1.23	1.29	25/06/2012
CHORRILLOS	GASOCENTRO EL SOL S.A.C	AV GUARDIA CIVIL 698-ESG CON AV EL SOL	2547768	1.23	1.29	26/06/2012
SAN JUAN DE MIRAFLORES	ESTACION DE SERVICIOS SAN JUANITO S.A.C. (OPERADOR GNV)	AV LOS HEROES 1109		1.23	1.29	22/06/2012
SURQUILLO	C & M SERVICENTROS SOCIEDAD ANONIMA CERRADA	AV ANGAMOS ESTE N° 1715 ESG CON CALLE UNO	243-2084 / 225-3555	1.23	1.29	25/08/2012
SAN JUAN DE MIRAFLORES	GASBRA S.A.C.	AV CIRCUNVALACION N° 377 ESG CON PROLONGACION BENAVIDES	2792052 / 2792051	1.23	1.29	25/06/2012
SURQUILLO	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV AVIACION N° 4524 ESQUINA CON LA AV VILLARAN	411-8600 / 96607247	1.27	1.29	29/06/2012
SAN JUAN DE MIRAFLORES	ESTACION PACHAQUEG S.A.C	AV DEFENSORES DE LIMA Y JR TORRES PAZ PAMPLONA BAJA	717-453 / 717-4454	1.23	1.29	22/06/2012

14 6 de 7

Los precios son registrados directamente por el responsable del establecimiento en las fechas indicadas

Nota: Precio en Nuevos Soles / Metro Cúbico

Página Inicial

Regresar



Precio del GNV en Establecimientos de Venta al Público de Gas Natural Vehicular.

Fecha y Hora de Actualización: 19/07/2012 - 12:00

Departamento: LIMA Provincia: LIMA Distrito: -Selección Distrito- Producto: Gas Natural Vehicular

Para utilizar convenientemente, hacer click sobre el NOMBRE del Establecimiento

Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior (S/.)	Último Precio de Venta Reportado	
					Precio (S/.)	Fecha
SAN JUAN DE MIRAFLORES	INVERSIONES SATELITE S.A.C	AV PEDRO MONTA N° 800-810 Y AV BELSARIO SUAREZ	4500311	1.23	1.29	22/06/2012
VILLA MARIA DEL TRIUNFO	RED OPERADORA DE ENERGIA S.A.C	AV PACHACUTEC N° 1700		1.23	1.29	22/06/2012
LURIGANCHO	SERVICIOS MULTIPLES SANTA CECILIA S.A.C	AUTOPISTA RAMIRO PRADLE KM 8.5 - HUACHIPA (MZ A, SUBLOTE 54B)	306-4376	1.21	1.29	27/06/2012
LA VICTORIA	INVERSIONES ARGCA S.A.C	AV AVIACION CORA 19 SIN OVALO ARRIGLA	9522054 / 9522065	1.23	1.29	26/06/2012
LA VICTORIA	OPERACIONES ARGUS S.A.C	AV IQUITOS N° 1100 ESQUINA CON JIRON ITALIA N° 100	4733937	1.23	1.29	25/06/2012
SANTIAGO DE SURCO	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV TOMAS MARSANO N° 4000 ESQUINA CON AV SURCO	411-4800 / 89001247	1.27	1.29	29/06/2012
LA VICTORIA	BAD THOR S.A.C	AV NICOLAS AYLLON N° 690 ESQ. CGN AV MEXICO	215-7530 / 215-6226	1.22	1.29	25/06/2012
LA VICTORIA	INVERSIONES MANCO CAPAC S.A.C	AV MANCO CAPAC N° 693 ESQ JR HIPOLITO UNANUE	4479067 / 4479061	1.26	1.29	26/06/2012
LA VICTORIA	SOLID NATURAL GAS S.A.C	AV 28 DE JULIO N° 2315 ESQ CON JR FARMACOCCHAS	215-7530 / 215-6226	1.23	1.29	27/06/2012
MAGDALENA DEL MAR	CORPORACION GNV S.A.C	AV DEL EJERCITO N° 110 - 112 ESQUINA CON AV BRASIL	4601974 / 4615360	1.23	1.29	28/06/2012
MIRAFLORES	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	AV PASEO DE LA REPUBLICA N° 5545 ESQUINA CON LA AV RICARDO PALMA	411-4600 / 99503247	1.27	1.29	29/06/2012
LIMA	GRIFOS ESPINOZA S.A.	AV AREQUIPA N° 903 ESQUINA CON JR EMILIO FERNANDEZ - URB SANTA BEATRIZ	4241200	1.23	1.29	25/06/2012
VILLA MARIA DEL TRIUNFO	ESTACION DE SERVICIOS GIO S.A.C	AV PACHACUTEC N° 3959 ESQUINA CON JR LA MERCEDES AA 114 - CESAR VALLEJO	2515829 / 99925040	1.23	1.29	22/06/2012
SURQUILLO	PERUANA DE ESTACIONES DE SERVICIOS S.A.C	INTERSECCION DE LA AV ANGAMOS N 1401 Y LA CALLE SAN LORENZO	411-4600 / 99503247	1.27	1.29	29/06/2012
CHORRILLOS	BAD PETROL S.A.C	AV GUARDIA CIVIL 847 200 ESQUINA AV LOS GORRIONES	2517570 / 3266917	1.23	1.29	26/06/2012
SAN BORJA	BRATA S.R.L.TDA	AV JAVIER PRADO ESTE N° 5065 ESQUINA CON AV AGUSTIN DE LA ROSA TORO URB JACARANDA II	3490687 / 3490680	1.26	1.30	27/06/2012
VILLA EL SALVADOR	GRIFOS ESPINOZA S.A.	SECTOR 2 GR 19 MZ J DEL GRUPO 19 LOTE 16 Y 17	4698075	1.28	1.33	19/05/2012
PUENTE PIEDRA	GRIFOS ESPINOZA S.A.	CARRETERA PANAMERICANA NORTE KM 27.5 PARCELA N° 10271 - TAMBORA INGA	548-4245	1.28	1.33	25/06/2012
PUENTE PIEDRA	SERVICENTRO EL CONDOR S.R.L	ASOCIACION DE PROPIETARIOS NARANJITO MZ C LOTES 09 10 Y 11 CARRETERA PANAMERICANA NORTE KM 28.5	5695163	1.28	1.33	25/06/2012
LIMA	ESTACION DE SERVICIO SCHOTT S.R.L	INTER AV MARIANO CORNEJO N° 1504 - 1506 Y AV LA ALBORADA	4298006 / 907903336	1.39	1.39	27/06/2012

7 de 7

Los precios son registrados directamente por el responsable del establecimiento en las fechas indicadas

Nota. Precio en Nuevos Soles / Metro Cúbico

[Página Inicial](#)

[Regresar](#)

Anexo II

Identificación del Problema

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1. Definir y describir de manera concisa el **problema central** que se pretende solucionar.

La oferta disponible de establecimientos que suministran GNV está creciendo a un ritmo entre el 15 - 20% anual mientras que la demanda representada por el número de vehículos convertidos para usar GNV como combustible sólo crece a tasas entre 8-12% anual. Esta situación está ocasionando fuertes distorsiones en el mercado del GNV, reflejadas en un comportamiento asimétrico del mismo con una variabilidad muy grande de los precios finales al consumidor, retracción de inversiones (demoras), paralización de proyectos o, en el mejor de los casos, desvío de las inversiones hacia usos alternativos, tal como el Gas Natural Comprimido-GNC, también denominado el "gas virtual". Por otro lado, la presencia del Estado en la regulación aplicable al respecto es muy limitada, lo cual contribuye a la presencia de las distorsiones antes indicadas.

2. Indicar la **población que se encuentra involucrada por el problema**

La población involucrada en el problema es la comunidad que hace uso de gas natural vehicular en sus unidades de transporte privado o público.

SEVERIDAD DE LA CAUSA QUE SERÁ CONTROLADA POR EL PROYECTO

1. Mostrar las **causas** que serán controladas por el proyecto afectado por el problema

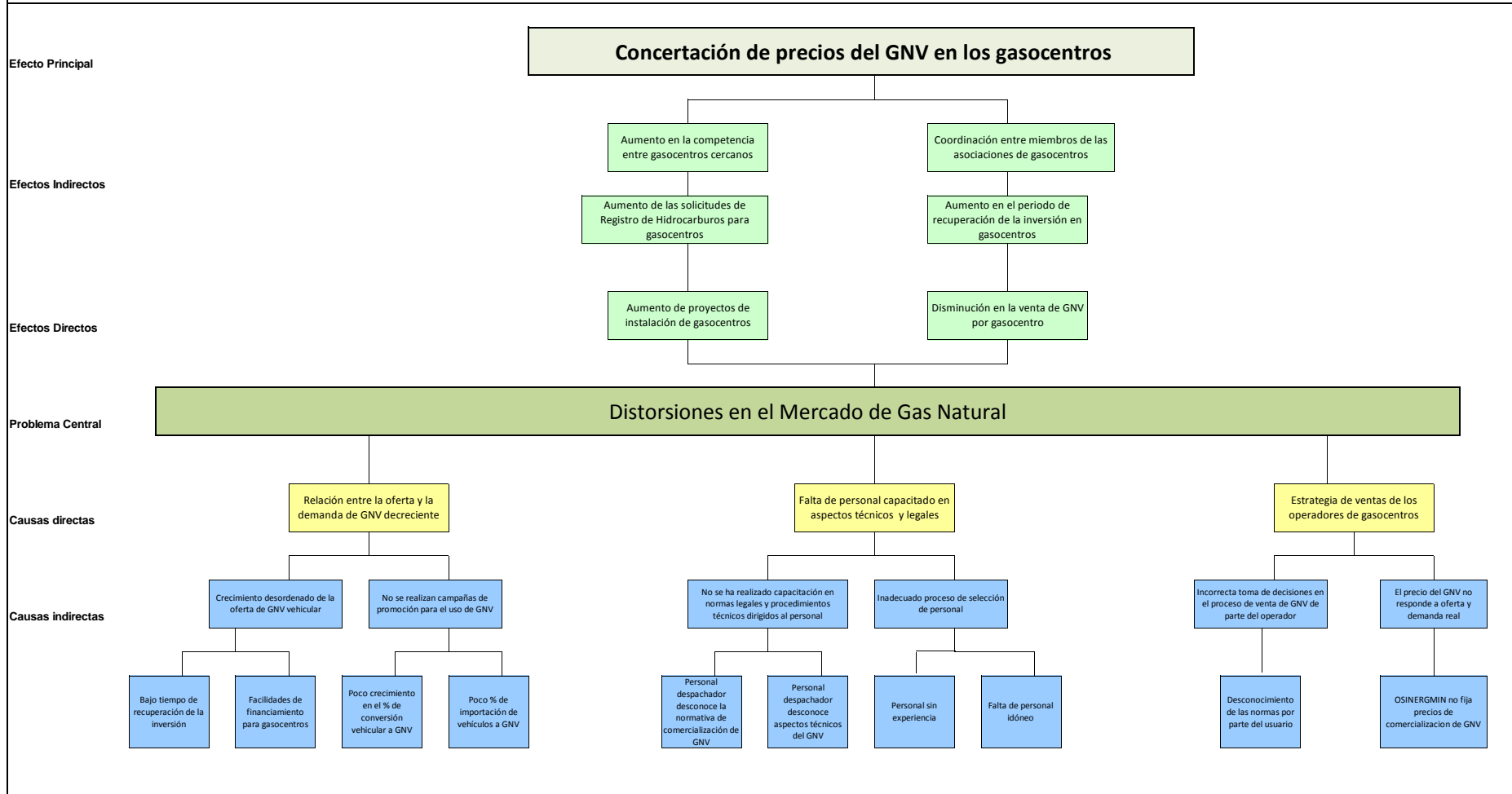
Las causas que serán controladas corresponden a la limitada intervención del Estado en la regulación aplicable con la promulgación de normas que contemplen acciones fiscalizadoras contra la concertación de precios de los distribuidores de GNV

EFFECTOS DE LA CAUSA QUE SERA CONTROLADA POR EL PROYECTO

1. Mostrar los **efectos** que tiene el problema central que será controlado por el proyecto.

La limitada acción del Estado evidenciada por los vacíos legales existentes en la norma de comercialización de GNV produce una variabilidad muy grande de los precios finales al consumidor lo que podría derivar en una concertación de precios del GNV en los gasocentros

Árbol de Problemas (Causas y Efectos)



Árbol de Objetivos (Medios y Fines)

Fin Principal

Evitar la concertación de precios del GNV en los gasocentros

Finalidades Indirectas

Garantizar cumplimiento de requisitos en solicitudes de Registro de Hidrocarburos para gasocentros

Equilibrio en la competencia entre gasocentros cercanos

Finalidades Directas

Aumento de proyectos de instalación de gasocentros, de acuerdo a la demanda

Reducción en el periodo de recuperación de la inversión en gasocentros

Modificación normativa para fijación de precios de comercialización de GNV

Aumento en la venta de GNV por gasocentro

Propósito

Adecuadas normas legales, procedimientos, metas y objetivos claramente definidos en la venta de GNV

Objetivo General

Objetivos Específicos

Relación entre la oferta y la demanda de GNV en equilibrio

Personal capacitado en aspectos técnicos y legales

Estrategia de ventas del GNV difundida entre el personal y conocida por OSINERGMIN

Medios Fundamentales

Existe un crecimiento ordenado de la oferta de GNV vehicular

Se realizan constantes campañas de promoción para el uso de GNV

Se realiza capacitación en normas legales y procedimientos técnicos dirigidos al personal

Existe un adecuado proceso de selección de personal

Se tiene una correcta toma de decisiones en el proceso de venta del GNV

El precio del GNV responde a mercado de oferta y demanda real

Componentes

Adecuado tiempo de recuperación de la inversión

Revisión de requisitos para financiamiento de gasocentros

Incremento de participación de COFIDE en financiamiento de conversiones vehiculares a GNV

Favorecer aumento de importación de vehículos a GNV via arancel preferente

Personal despachador conoce la normativa de comercialización de GNV

Personal despachador conoce aspectos técnicos del GNV

Personal con experiencia

Evaluaciones para identificar personal idóneo

Conocimiento de las normas por parte del operador del gasocentro

OSINERGMIN verifica declaración de precios GNV actualizados en FACILITO

Medios de segundo nivel

Actividades

MARCO LÓGICO

Resumen de objetivos	Indicadores	Medios de Verificación	Supuestos
FIN Evitar la concertación de precios del GNV en los gasocentros	- % variación mensual de precios de GNV	- Reportes de supervisión operativa de precios en gasocentros	- La información de precios del Facilito Web se encuentra actualizada - Se cuenta con Reportes de supervisión operativa de la GFGN
PROPÓSITO Adecuadas normas legales, procedimientos, metas y objetivos claramente definidos en la venta de GNV	- N° de procedimientos legales de GNV - N° propuestas de modificación de normas de GNV - N° de procedimientos técnicos de GNV	- Reglamento de comercialización de GNV - Procedimiento de supervisión - Plan operativo anual - Metas generales, específicas anual	- Se ha realizado la difusión a nivel nacional de toda la normativa relacionada al GNV - Se cuenta con los reportes del RHO
COMPONENTES			
1.1 Existe un crecimiento ordenado de la oferta de GNV vehicular	- % Incremento en el número de gasocentros - N° solicitudes de Registro de Hidrocarburos	- Registro de Hidrocarburos - GFGN	- Se ha realizado la difusión a nivel nacional de los boletines informativos, trípticos, etc - Se cuenta con los reportes del RHO
1.2 Se realizan constantes campañas de promoción para el uso de GNV	- N° campañas de promoción para el uso de GNV	- Trípticos entregados - Fotografías - Boletines informativos - Recortes de notas periodísticas - Avisos en medios: radio, TV	
2.1 Se realiza capacitación en normas legales y procedimientos técnicos dirigidos al personal	- Número de capacitaciones realizadas por trimestre - Número de implementaciones realizadas por el personal capacitado - Número de propuestas de mejora implementadas por el personal capacitado	- MOF del establecimiento - Constancias de participación en cursos y talleres del personal	- Se cuenta con el MOF actualizado - Se cuenta con los perfiles de todos los puestos - Se cuenta con el análisis de brechas para todo el personal
2.2 Existe un adecuado proceso de selección de personal	- N° contrataciones por año - N° empresas evaluadoras de personal contratadas por año	- Relación de contrataciones - Relación de empresas evaluadoras de personal contratadas - Informes de evaluaciones - Pruebas realizadas a los postulantes	
3.1 Se tiene una correcta toma de decisiones en el proceso de ventas de GNV	- Número de solicitudes de atendidas	- Reporte del Administrador del Sistema de Control de Carga	- Se cuenta con información de la GFGN - OSINERGMIN y del Administrador del Sistema de Control de Carga - COFIDE
3.2 El precio del GNV responde al mercado de oferta y demanda real.	- N° de Supervisiones Operativas en gasocentros mensual, trimestral - % Incumplimientos en el precio del GNV	- Reportes de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural - Osinergmin	
ACTIVIDADES			
1.1.1 Adecuado tiempo de recuperación de la inversión	- N° de cuotas de financiamiento - Montos de los préstamos para instalación de gasocentros de GNV - Ingresos promedio mensual	- Reportes de COFIDE sobre las entidades financieras - Encuestas	
1.1.2 Revisión de requisitos para financiamiento de gasocentros a GNV.	- % de solicitudes de financiamiento aprobados - Número de entidades financieras que otorgan financiamiento gasocentros a GNV - % de condiciones de financiamiento que cumplen los solicitantes	- Reportes de COFIDE sobre las entidades financieras que otorgan estos préstamos	- Las financieras entregan información a COFIDE sobre préstamos para instalación de gasocentros y/o para conversión vehicular a GNV - Taxistas responden a las encuestas
1.2.1 Incremento de participación de COFIDE en financiamiento de conversión vehicular a GNV.	- % de conversión vehicular a GNV	- Reportes de COFIDE y del MTC	- Se cuenta con información de GFGN-Osinergmin, del MTC y de COFIDE.
1.2.2 Favorecer importación de vehículos a GNV, vía arancel preferente.	- % de importaciones de vehículos a GNV	- Reportes de COFIDE sobre chips instalados en vehículos importados. - Reportes del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC)	
2.1.1 Personal despachador conoce la normativa de comercialización de GNV	- Número de personas capacitadas con respecto al total del personal	- Programas de capacitación anual - Constancias de cursos - Listado de asistencia a programas de capacitación interna	- Se han realizado reuniones de clima laboral y capacitaciones de cultura organizacional - Se han formado auditores internos - Se cuenta con un sistema para el análisis de brechas y de evaluación de desempeño
2.1.2 Personal despachador conoce aspectos técnicos del GNV	- Número de personas capacitadas con respecto al total del personal - Número de personas capacitadas en conversión de vehículos a GNV por trimestre	- Listado de asistencia de programas de capacitación interna - Programas de capacitación anual - Constancias de cursos	
2.2.1 Personal con experiencia	- N° de años de experiencia en la función a desempeñar	- Certificados de trabajo - Cartas de recomendación	
2.2.2 Evaluaciones para identificar personal idóneo	- Número de evaluaciones realizadas al personal por trimestre	- Evaluaciones realizadas - Actas de notas de las evaluaciones	
3.1.1 Conocimiento de las normas por parte del operador del gasocentro.	- Número de trípticos informativos entregados	- Trípticos entregados a los operadores de gasocentros	
3.2.1 OSINERGMIN verifica cumplimiento de declaración de precios del GNV actualizados en FACILITO.	- Revisión del marco normativo vigente para establecer obligatoriedad de Declaración de precios del GNV por parte de OSINERGMIN. - Resoluciones de Consejo Directivo de OSINERGMIN que establecen procedimientos de supervisión y fiscalización: tipificación de incumplimientos, Escala de sanciones y multas, etc.	- FACILITO: Verificación de presentación de declaración de precios de GNV por parte del operador del gasocentro.	- El operador del gasocentro ha recibido y leído los trípticos entregados, así como los procedimientos y normas legales de supervisión y fiscalización publicadas en la página web.



ESCENARIOS DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

H. García
(PER)

Msc. Henry García Bustamante

Ingeniero Químico con Maestría en Gestión de la Energía. Cuenta con experiencia en Planeamiento Energético, Hidrocarburos, Energías Renovables y Eficiencia Energética. Estudios de Postgrado en Estados Unidos, Alemania, Japón, Canadá y Corea del Sur. Se ha desempeñado en la Oficina de Planeamiento Energético del MINEM por 9 años así como en Organismos Internacionales como Naciones Unidas y en ONG's involucradas con el Sector Energético. Actualmente se desempeña como Coordinador Técnico del Plan de Acción de Biocombustibles que se desarrolla como parte del Convenio MINAM - BID.

I. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene por objeto analizar Escenarios para el aprovechamiento de las reservas de Gas Natural existentes en el Perú al 2040. Se ha tomado en el escenario tendencial las proyecciones de demanda de electricidad, hidrocarburos y gas natural que publicó el Ministerio de Energía en el Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2018 y en el Plan Referencial de Hidrocarburos 2009 – 2021. En base a estas proyecciones del escenario tendencial se han trabajado los demás escenarios. Para ello, se han utilizado herramientas de Planificación Energética (Modelo LEAP) que tienen por finalidad analizar Escenarios tanto de la oferta como la demanda de energía bajo distintos supuestos y modelos en Excel elaborados por el autor para la determinación de la oferta a cubrir mediante Energías Renovables no Convencionales.

Para cada escenario considerado se ha analizado parámetros como: Generación de electricidad al Sistema Interconectado a través de las diversas tecnologías y fuentes involucradas al 2040, Potencia Instalada por Tecnología al 2040, Inversiones incrementales de capital requeridas en el parque de generación al 2040, Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero al 2040 y Evolución de las Reservas de Gas Natural.

El análisis pretende sugerir que escenarios de aquellos analizados representan un mayor costo beneficio para el país en base a los resultados presentados.

II. ESCENARIOS

Se han analizado los siguientes Escenarios:

A. Escenario Tendencial

En él se proyectan las demandas de Gas Natural, Hidrocarburos y Electricidad de acuerdo a los últimos Planes Referenciales de Hidrocarburos y Electricidad publicados por el Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, se ha

considerado del Plan Referencial de Electricidad el ingreso a futuro de las Centrales Hidroeléctricas y las Centrales Térmicas a Gas a Ciclo Simple y Ciclo Combinado hasta el 2040. También se ha considerado el abastecimiento de la demanda eléctrica con Energías Renovables no Convencionales (FERNC) en un 5% del total de la Demanda Eléctrica. De este 5%, se ha considerado que

el 80% es a partir de energía eólica, 10% de solar fotovoltaico y el resto de Biomasa. En el parque de generación se ha incluido la cartera de los proyectos concesionados en las subastas de generación con FERNC realizadas durante el 2010 y el 2011. Los resultados se muestran en la tabla 1 y en la Ilustración 1.

Demanda: Energy Demand Final Units
Escenario: Escenario Tendencial, Fuel: Energía Eléctrica
Unidades: Miles Gigawatt-Hour

Rubros	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Demanda de Uso Final										
Residencial y Comercial	11.2	12.2	13	15.2	25.9	36.7	47.5	58.3	69.1	79.8
Publico	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.7	0.8	0.9
Transporte	0	0	0	0	0.2	1	1.8	2.6	3.4	4.2
Agropecuuario y Agroindustrial	0.4	0.5	0.5	0.6	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8
Pesqueria	0.2	0.2	0.2	0.3	0.8	1.4	1.9	2.4	2.9	3.4
Minero Metalurgico	7	7.7	7.6	8.4	12.5	16.5	20.6	24.6	28.7	32.7
Industrial	7.7	8.5	7.9	8.4	10.8	13.1	15.5	17.8	20.2	22.5
Consumo Propio Sector Energia	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Total	27.3	30	30.1	33.8	51.8	70.5	89.2	107.7	126.4	144.8

Tabla 1

Generación de Electricidad al Sistema Interconectado

Escenario: Escenario Tendencial, Fuel: Energía Eléctrica

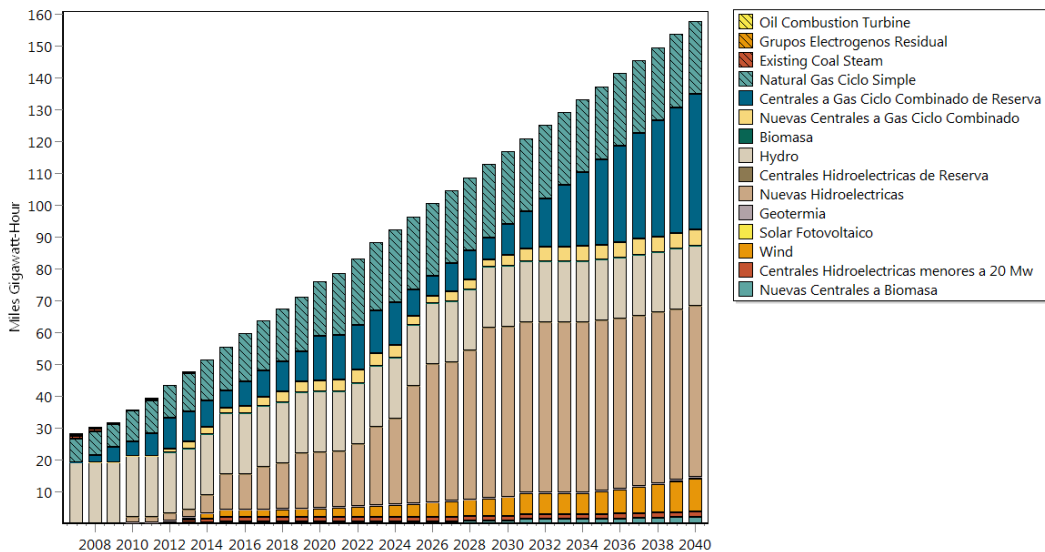


Ilustración 1

B. Escenario de Eficiencia Energética

Dicho escenario se ha considerado tomando en cuenta el Plan de Eficiencia Energética publicado por el Ministerio de Energía y Minas en el 2009. Está basado en las proyecciones de demanda eléctrica del escenario convencional pero se ha considerado un 10% menos de consumo de electricidad a partir de la implementación en todos los sectores de

programas de eficiencia energética que involucra la implementación del etiquetado de eficiencia energética obligatorio, campañas de información y sensibilización en torno la eficiencia energética, restricción a la importación de equipos ineficientes por parte del sector público entre otros aspectos. El abastecimiento de la demanda eléctrica puede apreciarse en la Ilustración 2.

Generación de Electricidad al Sistema Interconectado

Escenario: Eficiencia Energetica, Fuel: Energia Electrica

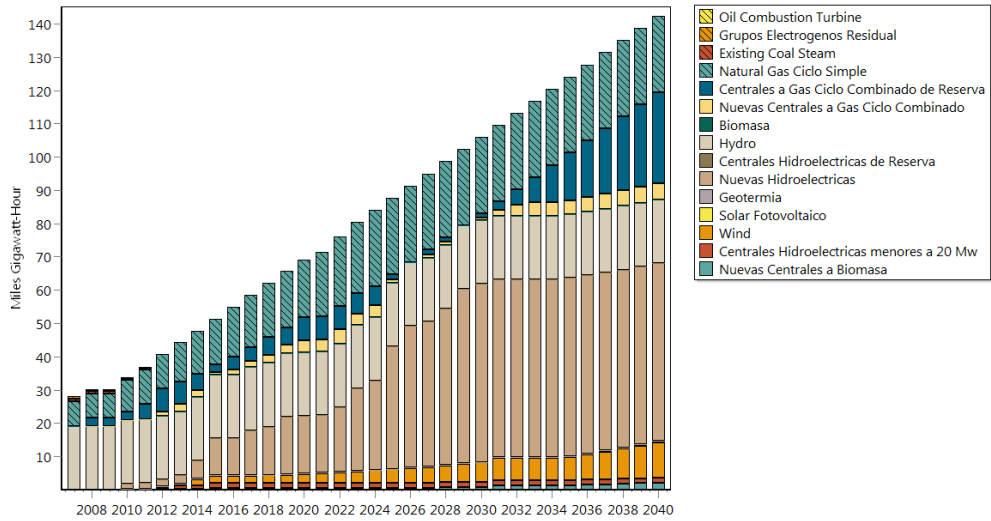


Ilustración 2

C. Escenario de Veto a la Generación de Electricidad a Gas Natural

En base al Escenario Tendencial se ha desarrollado este escenario en el cual a partir del 2015 se ha simulado que se restringe la generación a gas natural a fin de favorecer el desarrollo de proyectos de generación

hidroeléctricos. Esto con el fin de favorecer el uso del gas natural en otros sectores como los Demandantes de Uso Final. Ello involucra la instalación de proyectos hídricos adicionales a los ya considerados en el Plan Referencial de Electricidad.

Generación de Electricidad al Sistema Interconectado

Escenario: Escenario Veto Generacion a Gas, Fuel: Energia Electrica

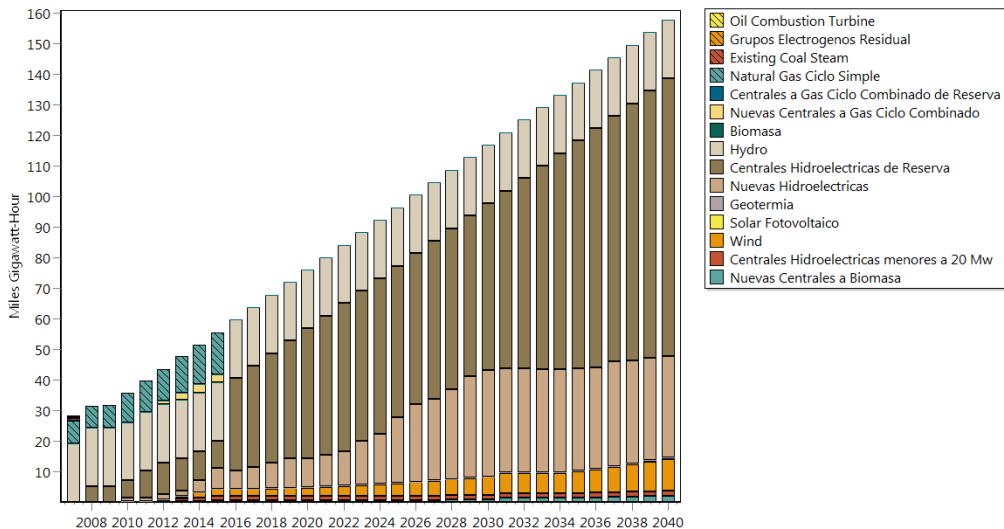


Ilustración 3

D. Escenario de Fomento a las Energías Renovables

En este Escenario se simuló que el 15% de la Demanda de Electricidad es abastecida con Energías Renovables no Convencionales. De estas fuentes se priorizo que el 80 % sería a

través de Centrales Eólicas (considerando el potencial técnico existente en el país de 22 000 MW). Asimismo, se ha asumido que del resto, el 10% se abastecerá a partir de Solar Fotovoltaico y el otro 10% a partir de la Biomasa (Rellenos Sanitarios y Centrales de Cogeneración de Ingenios Azucareros y

Plantas Alcohólicas). Todas estas centrales en base a FERN, ingresan con prioridad en el despacho, mientras que el resto de centrales eléctricas (tanto hidroeléctricas como centrales

térmicas) son las ya consideradas en el Escenario Tendencial y que provienen del Plan Referencial de Electricidad 2008 - 2018.

Generación de Electricidad al Sistema Interconectado

Escenario: Renovables 15% - Energía Eólica 80%, Fuel: Energía Eléctrica

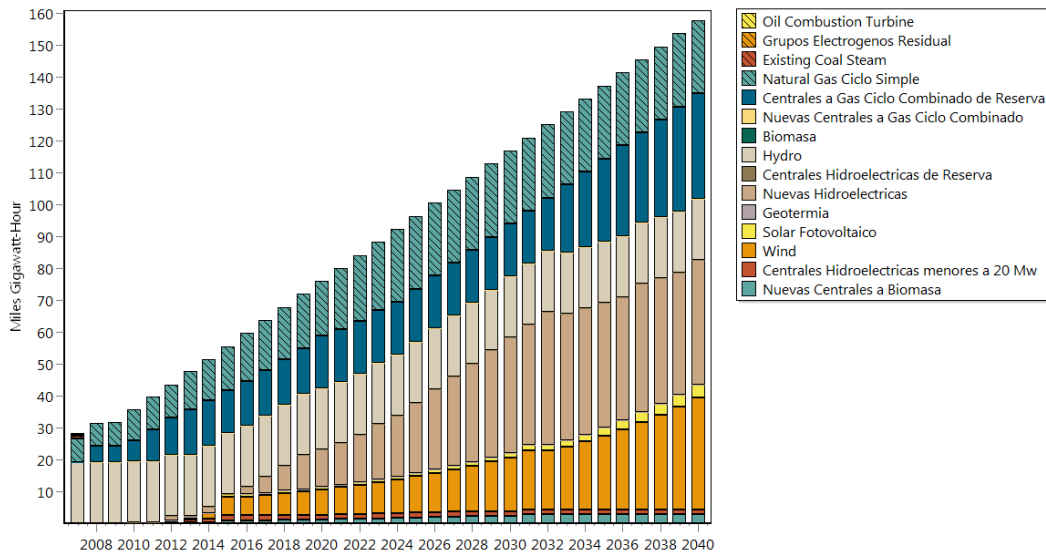


Ilustración 4

III. Parámetros utilizados en cada escenario

A fin de evaluar la conveniencia de un escenario sobre otro, se evaluaron diversos parámetros. Estos son los parámetros analizados:

1. Agotamiento de las Reservas de Gas Natural

1.1 Escenario Tendencial

En este escenario se ha considerado las reservas probadas al 2010 que ha publicado el Ministerio de Energía y Minas y que considera principalmente las de Camisea con los lotes 56 y 88. Sumado a estas reservas probadas, se tienen aquellas localizadas en Aguaytía y en la Costa Norte (Piura). Cabe mencionar que se incluye tanto las reservas probadas de Gas Natural (gas separado en las plantas de separación luego de ser extraídos en los pozos de gas), como las reservas de los Líquidos de Gas Natural (líquidos que se separan de los gases en las plantas de separación) y que posteriormente se obtienen sus componentes en las plantas de fraccionamiento de LGN. En total estas

reservas probadas suman un total de 12.46 TCF de Gas Natural y 657 968 Barriles de Líquidos de Gas Natural.

Determinadas las reservas probadas en el año base, se ha asumido que en los próximos años no va a haber incremento de reservas probadas de gas natural. Si bien esta asunción es poco factible, dado el incremento que ha habido en los últimos años, se ha tomado esa asunción a fin de poder compararse dichos resultados con otros escenarios en el cual si se considere incremento de reservas probadas.

Por lo tanto, considerando la demanda proyectada de Gas Natural de acuerdo el Escenario Base, las reservas de gas natural (incluyendo los líquidos) alcanzarían para cubrir la demanda hasta el 2021. Cabe mencionar que la demanda del escenario base incluye la requerida para generación de electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado y Autoprodutores. Los resultados pueden apreciarse en la Ilustración 5.

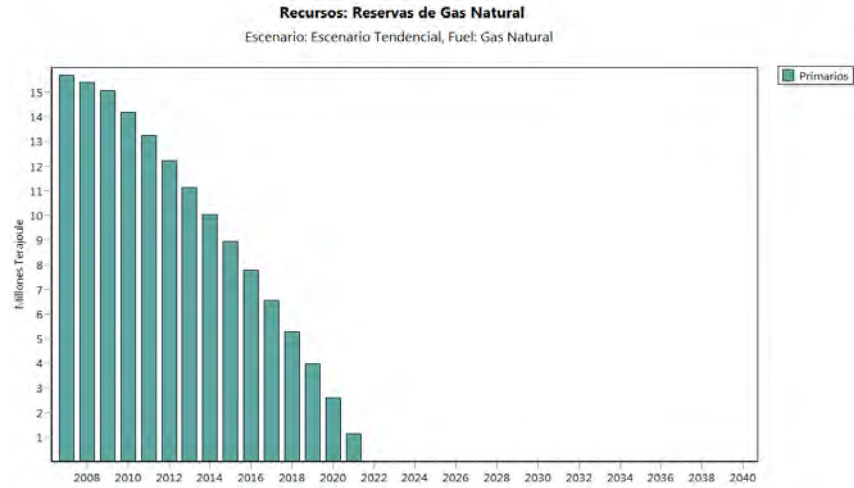


Ilustración 5

1.2 Escenario Incremento de reservas de Gas Natural

En este Escenario se considera como demanda base la misma que aparece en el escenario tendencial, sin embargo la diferencia radica en que si bien la demanda de gas natural es la misma la oferta es distinta al considerarse incremento de reservas probadas para los próximos años. A fin de considerar cual es el incremento posible de reservas probadas se ha evaluado el libro de reservas de hidrocarburos al 2010 publicada por el Ministerio de Energía y Minas. Luego, de acuerdo a la definición de reservas probadas, probables y posibles se considera que la probabilidad de encontrar gas natural en las reservas probadas es del 90%, en las probables 50% y en las posibles 10% respectivamente. Por lo tanto, tomando en cuenta la cantidad existente al 2010 de reservas probadas, probables y posibles se ha calculado cual es el máximo de gas natural que podría ser descubierto

en los siguientes años. Esta da como resultado un total de reservas de gas natural de 6.5 TCF que podrían pasar a ser consideradas como reservas probadas en los siguientes años. Luego este valor de 6.5 TCF es el incremento de reservas probadas para este periodo al 2040. Tomar en cuenta que no se está considerando que a futuro haya nuevos descubrimientos que hagan que se incremente inicialmente las reservas. El criterio que se ha tomado aquí es que de las reservas ya descubiertas y que se diferencian en probadas, probables y posibles en los siguientes años, parte de las reservas probables (50%) y posibles (10%) van a convertirse en reservas probadas debido a la maduración del mercado del gas natural.

Como se puede apreciar en la ilustración 6, este incremento de reservas originaría que se disponga de gas natural hasta el año 2024 manteniendo las tasas de consumo de gas natural que se establecen en el escenario tendencial.

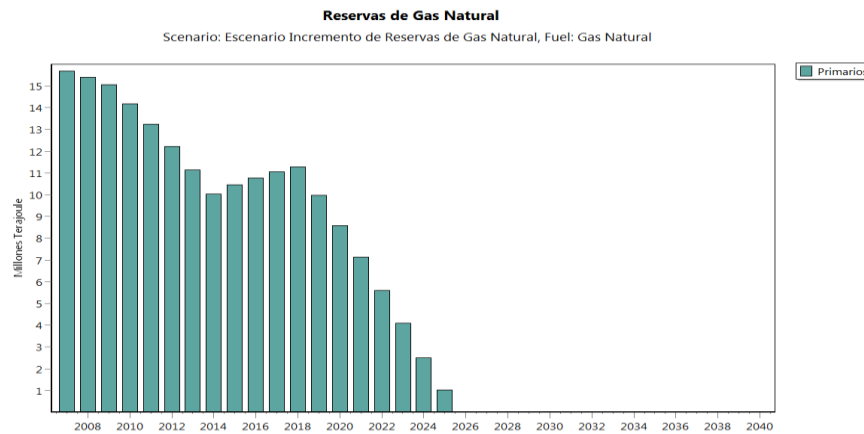


Ilustración 6

1.3 Escenarios Eficiencia Energética

En este caso se ha considerado un escenario en el cual se asume que debido a la implementación agresiva de una política de eficiencia energética en todos los sectores, la demanda eléctrica bajara en 10%. La demanda de electricidad, está basada en la demanda del Escenario Tendencial. Luego al disminuir la demanda en un 10%, ello conlleva que se tenga

menores requerimientos en el parque de generación de electricidad. Por lo tanto, la demanda de gas natural para la generación de electricidad disminuye, lo cual involucra que se tenga un poco más de disponibilidad de gas natural a futuro.

Tal como puede apreciarse en la ilustración 7, para este escenario la disponibilidad del gas natural, se prolonga a comparación del escenario tendencial, hasta el año 2022.

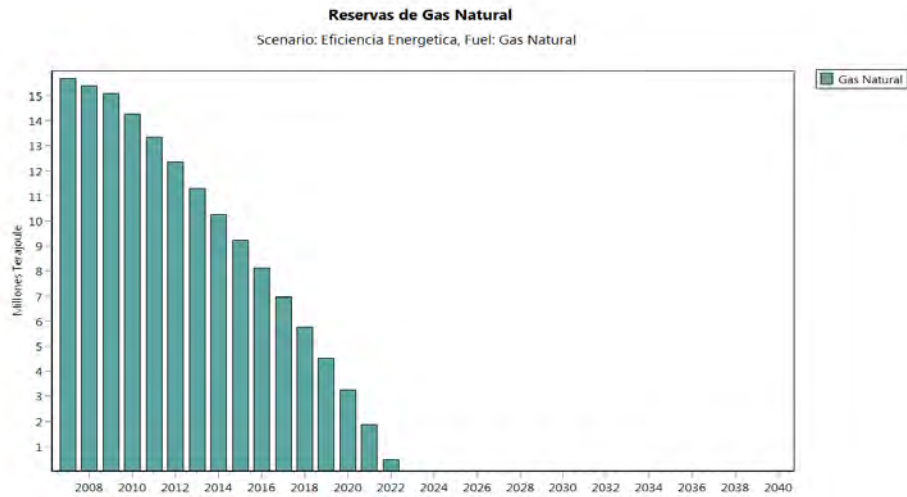


Ilustración 7

1.4 Escenario Veto a la Generación con Gas Natural

A fin de ensayar cual sería el impacto de priorizar el uso del gas natural como combustible de uso final en los sectores demandantes o como materia prima para exportación o para la industria petroquímica, se ha considerado en este escenario que la generación de electricidad a gas natural (tanto ciclo simple como ciclo combinado) quedan vetadas a partir del año

2015. Luego, a partir de ese año, dicha generación es reemplazada por generación hidroeléctrica principalmente.

Esto origina, que la disponibilidad del gas natural a futuro aumente, tal como se aprecia en la ilustración 8 donde se indica que se agotaría el año 2026. Para este escenario se ha considera las mismas reservas probadas que en el escenario tendencial. Luego, no se asume que habrá incremento de reservas.

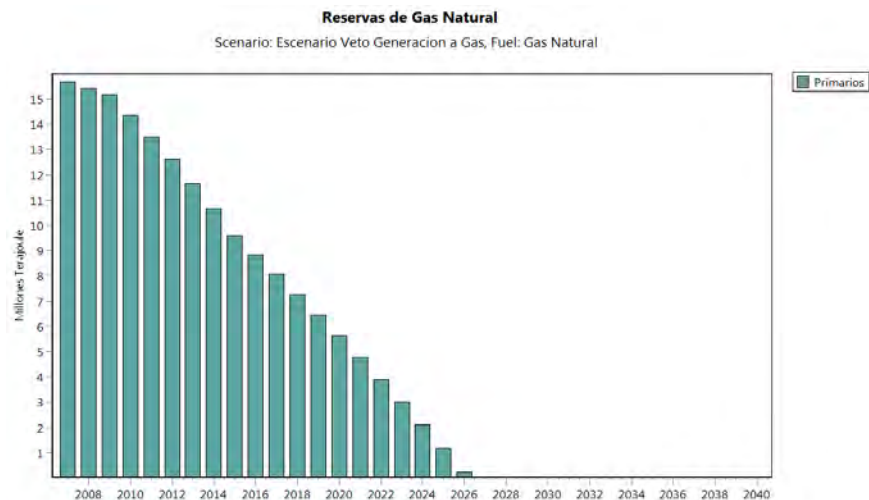


Ilustración 8

1.5 Escenario Fomento a las Energías Renovables

Como parte de la política actual, se ha considerado que las energías renovables no convencionales (FERNC) abastezcan el 5% de la demanda eléctrica a través de subastas públicas que se realizarán cada 2 ó 3 años. Las fuentes que hasta ahora ha considerado el gobierno como FERN, para abastecimiento de esta demanda, son la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y la biomasa. Si bien también se han adjudicado minicentrales hidroeléctricas (con potencias menores a los 20 MW), esta fuente no está incluida como fuente a cubrir el 5% requerido.

Luego, en este escenario se ha simulado cuáles serían los requerimientos de oferta a fin de cubrir el 15% de la demanda

eléctrica. Este porcentaje se ha determinado a fin de poder compararlo con el 5% que señala la ley y que ya está incluido en las proyecciones de oferta del escenario tendencial. Asimismo, cabe señalar que para cubrir este 15%, se ha considerado que el 80% será a través de la energía eólica, 10% por medio de la energía solar fotovoltaica y el otro 10% mediante la biomasa.

A fin de calcular las capacidades a instalar por tipo de tecnología renovables (FERNC), se ha utilizado una hoja de cálculo creada por el autor. Dichas potencias calculadas año a año han sido incluidas en la formulación del escenario.

Como resultado se muestra en la Ilustración 9 que la disponibilidad del gas natural, a comparación del escenario tendencial, aumenta hasta el año 2022.

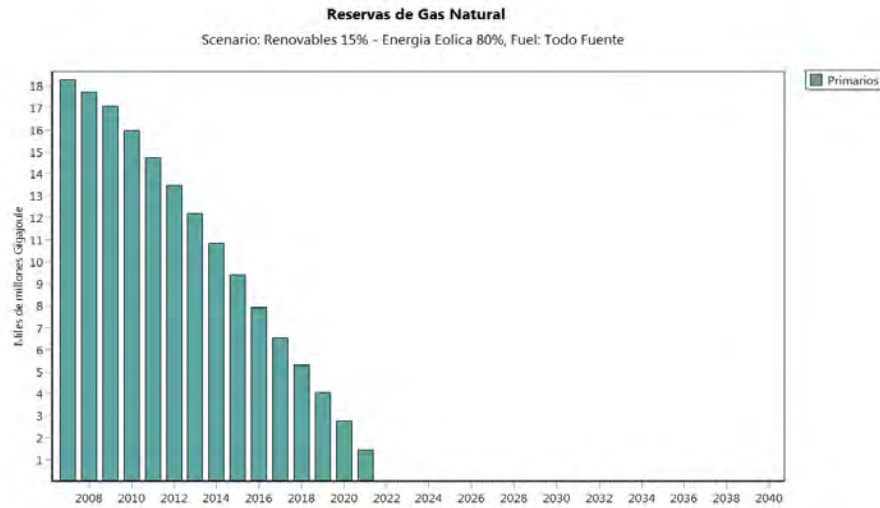


Ilustración 9

2. Costes de Capital, Operación y Mantenimiento en el Parque de Generación del Sistema Interconectado

Asociado a la configuración de las plantas de generación de electricidad destinadas a abastecer la demanda eléctrica, se tienen capacidades de generación a cubrir y con ellos

costos de inversión, operación y mantenimiento necesarios a lo largo de la vida útil. En este análisis se ha considerado los siguientes costos de capital por tipo de Tecnología. Se puede apreciar que para el caso de la generación eólica y la generación con energía solar fotovoltaica hay una disminución progresiva en los costos.

Costo de Capital (Miles USD/MW)
Valores Considerados para Todos los Escenarios

Tecnologías	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Oil Combustion Turbine	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
Grupos Electrogeneros Residual	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Existing Coal Steam	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300
Natural Gas Ciclo Simple	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Centrales a Gas Ciclo Combinado de Reserva	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Nuevas Centrales a Gas Ciclo Combinado	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Biomasa	2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700	2700
Hydro	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Centrales Hidroeléctricas de Reserva	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nuevas Hidroeléctricas	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2200
Geotermia	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Solar Fotovoltaico	3500	3416.7	3333.3	3250	2833.3	2416.7	2000	1583.3	1166.7	750
Wind	1800	1784.8	1769.7	1754.5	1678.8	1603	1527.3	1451.5	1375.8	1300
Centrales Hidroeléctricas menores a 20 Mw	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Nuevas Centrales a Biomasa	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600

Tabla 2

2.1 Escenario Tendencial

Este escenario refleja el total de costos de Capital, Operación y Mantenimiento de acuerdo al Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas. Se ha considerado las proyecciones de ingreso de centrales a gas de ciclo simple y ciclo combinado. Asimismo se incluye a las centrales hidroeléctricas (incluido los

megaproyectos hidroeléctricas de la amazonia peruana). Por otro lado, se ha asumido que se va a mantener como 5%, el porcentaje de la energía eléctrica a ser cubierta mediante FERN. Para ello se ha tomado en cuenta que el 80 % se va a cubrir con energía eólica, 10% de solar fotovoltaico y el otro 10% con energía de la biomasa.

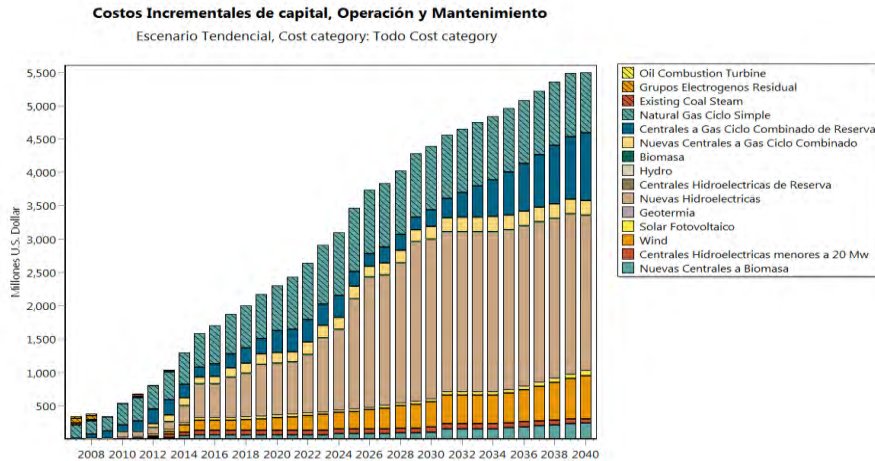


Ilustración 10

2.2 Escenario Eficiencia Energética

Este escenario se basa en el abastecimiento de la demanda eléctrica considerando una disminución del 10% en el consumo debido a la implementación de medidas de eficiencia energética. En relación al escenario tendencia existe una disminución en las inversiones de capital de

359 MMUS\$. Lo cual es bastante reducido en relación a la inversión requerida para mejorar la eficiencia energética de tal forma que se obtenga esa disminución del consumo. Esta inversión del Plan de Eficiencia Energética se estima en 1200 MMUS\$ para todo el periodo hasta el 2040. No obstante, buena parte de esas inversiones corresponden al sector privado más que al público.

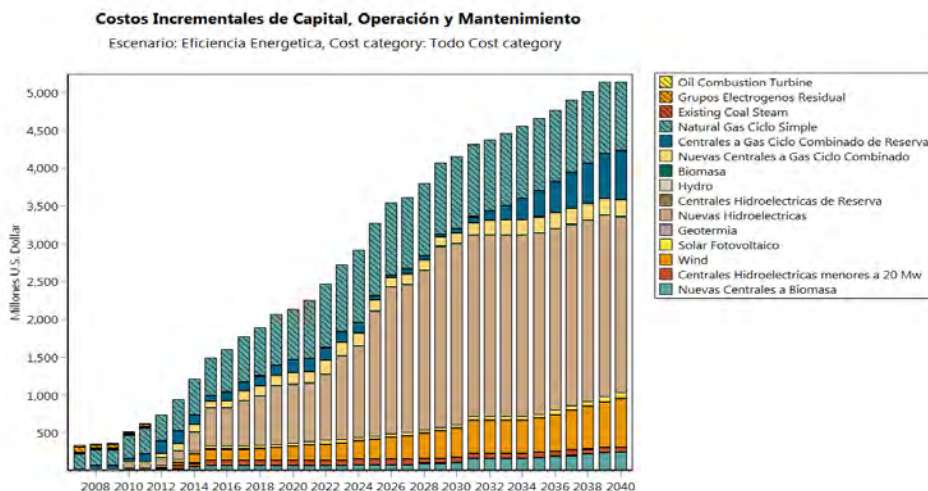


Ilustración 11

2.3 Escenario Veto a la Generación con Gas Natural

En este escenario, se reemplaza generación de electricidad convencional con gas natural en centrales de ciclo simple y ciclo combinado con generación

hidroeléctrica. Ello involucra desarrollar una cartera de proyectos adicionales a la cartera de proyectos hidroeléctricos ya existentes. Como resultado, se aprecia en la ilustración 12 que considerando los costos totales de capital, operación y mantenimiento se tiene

una reducción total a comparación del escenario tendencial de 206 MMUS\$. Ello demuestra que a la larga y debido a sus menores costos variables y fijos de operación y mantenimiento, es más beneficioso para el país invertir en el desarrollo de una cartera de proyectos hidroeléctricos, en vez de utilizar el recurso gasífero de forma masiva en plantas de

generación de electricidad. No obstante, hay que indicar que es previsible que el potencial hídrico del país vaya a disminuir con los efectos del descongelamiento de los glaciares y por otro lado internalizar los efectos ambientales negativos de desarrollar proyectos hídricos en la selva peruana podrían hacer que esta evaluación cambie drásticamente.

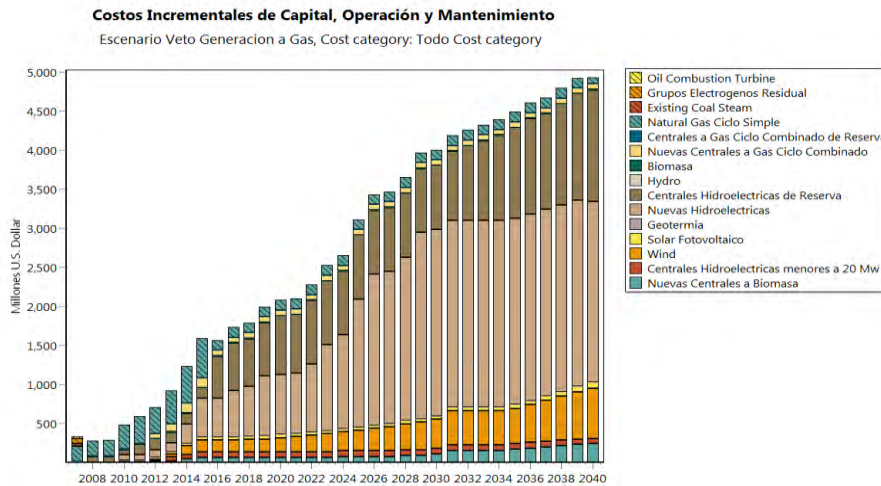


Ilustración 12

2.4 Escenario Fomento a las Energías Renovables

Este escenario reemplaza generación de electricidad convencional por generación no convencional a través de FERNC en un 15% del total de la demanda eléctrica. De este 15%, el 80% está cubierto con Energía

Eólica, 10% con Solar Fotovoltaico y 10% con Biomasa. Como puede apreciarse en la ilustración 13, en comparación con el escenario tendencial, existe un incremento en los costos totales de capital, operación y mantenimiento de alrededor de 1370 MMUS\$.

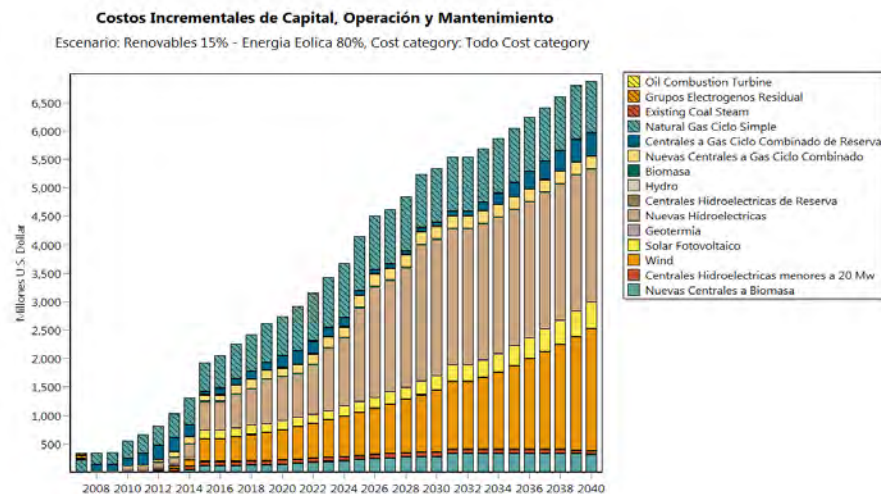


Ilustración 13

3. Potencia a Instalar en el Parque de Generación al Sistema Interconectado por Escenarios

En este rubro se aprecia la potencia adicional que se requiere instalar por escenario a fin de abastecer la demanda eléctrica. La

composición del parque de generación en cada caso, corresponde a los supuestos establecidos en cada escenario.

3.1 Escenario Tendencial

Este escenario considera como centrales de reserva a las centrales de gas natural a ciclo combinado. Centrales de reserva son aquellas que en caso que el margen de reserva del sistema sea inferior al requerido (30%) ingresan a abastecer la demanda del sistema a fin de poder garantizar dicho margen. Como potencia típica para estas

centrales de reserva se ha considerado de 450 MW.

Además de ello, se ha incluido a las centrales térmicas e hidroeléctricas previstas en el Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas y a las centrales en base a Fuentes de Energía Renovable no Convencional (FERN) cuya cobertura de la demanda de electricidad es un 5 %. Los resultados pueden apreciarse en la ilustración 14.

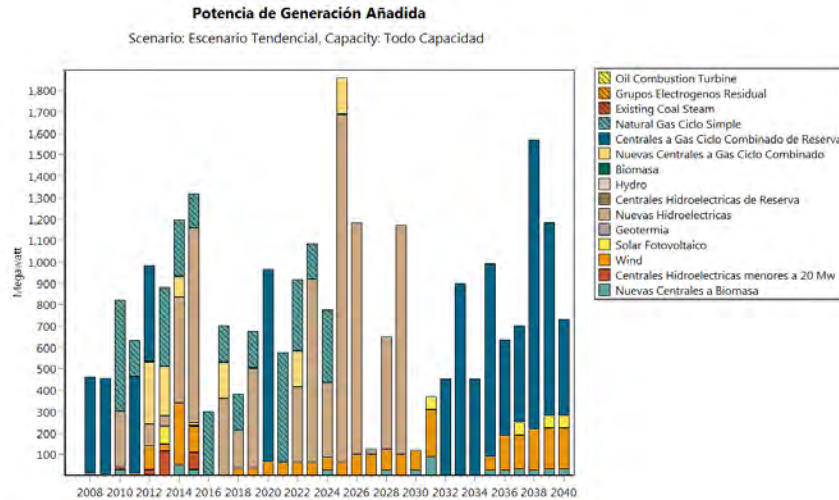


Ilustración 14

3.2 Escenario Eficiencia Energética

Tal y como se aprecia en la ilustración 15, este escenario tiene los mismos supuestos que el escenario tendencial, incluido el tipo de central de reserva considerada

(centrales a gas natural de ciclo combinado de 450 MW). La diferencia en relación al escenario tendencial es que la demanda eléctrica es 10% menor a la demanda establecida en el escenario tendencial.

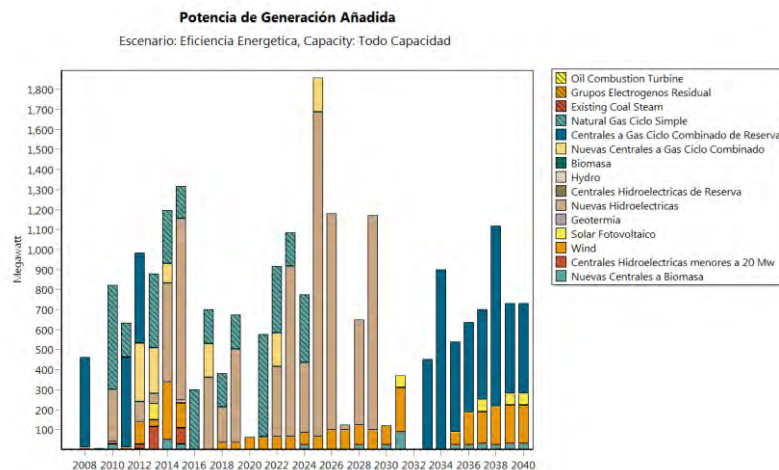


Ilustración 15

3.3 Escenario Veto a la generación de Gas natural

En este escenario como ya se indicó, hay un veto a la generación a gas a ciclo simple o ciclo combinado a partir del 2015. Además de ello, se considera como

centrales de reserva a centrales hidroeléctricas típicas de 800 MW. Como resultado se aprecia que la generación eléctrica es cubierta a partir de centrales hidroeléctricas y centrales de generación en base a FERN. Los resultados pueden apreciarse en la ilustración 16.

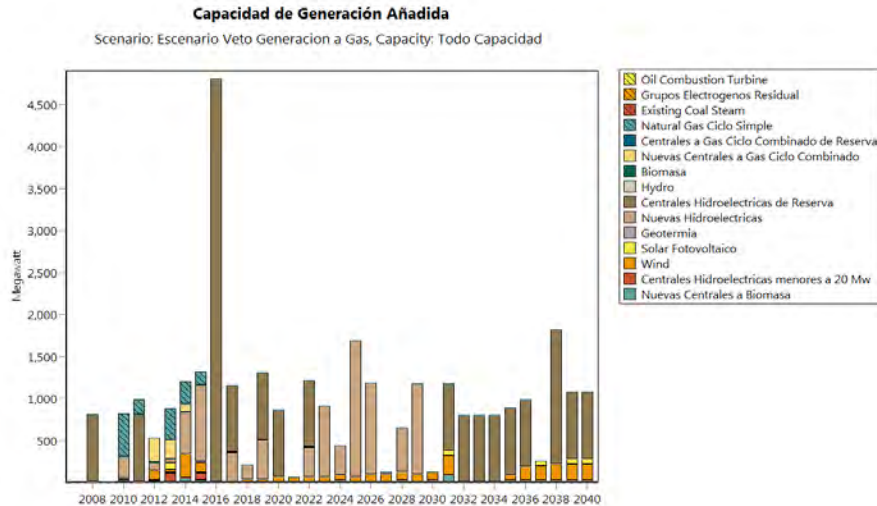


Ilustración 16

3.4 Escenario Fomento a las Energías Renovales

Este escenario al igual que el escenario tendencial, mantiene como centrales de reserva a centrales a gas natural de ciclo combinado de 450 MW. La configuración

del parque de generación es la misma que en el escenario tendencial a excepción que en este escenario el 15% de la demanda eléctrica es cubierta con FERN. Los resultados pueden apreciarse en la ilustración 17.

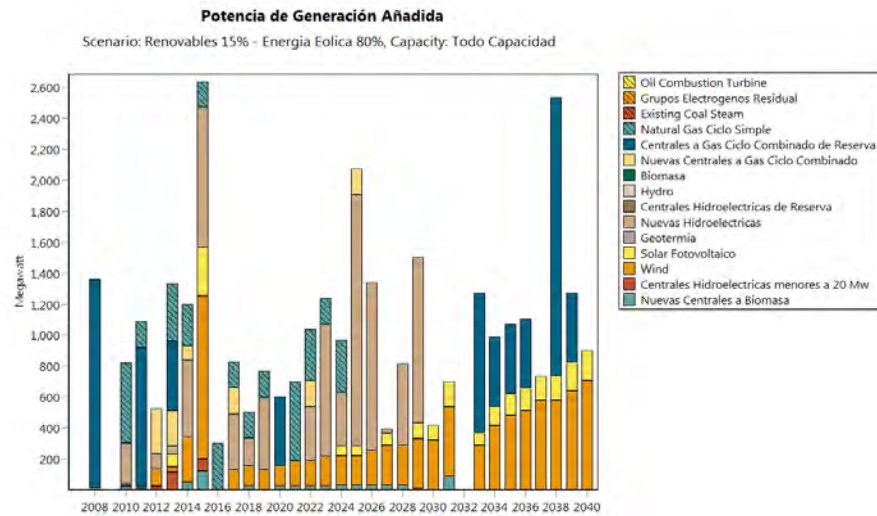


Ilustración 17

4. Reducción de Gases de Efecto Invernadero

Una consecuencia de la mayor o menor participación de centrales térmicas de generación de electricidad es la mayor o menor generación de gases de efecto invernadero. Esto es lo que puede apreciarse a continuación.

4.1 Escenario Tendencial

Este escenario muestra las emisiones del parque de generación en base a las

proyecciones del Plan Referencial de Electricidad. Como ya se indicó, se ha considerado como central típica de reserva a plantas de gas a ciclo combinado de 450 MW. Las emisiones generadas progresivamente van incrementándose hasta alcanzar los 29.5 Millones de Toneladas anuales de CO₂ equivalente en el 2040 tal como puede apreciarse en la ilustración 18.

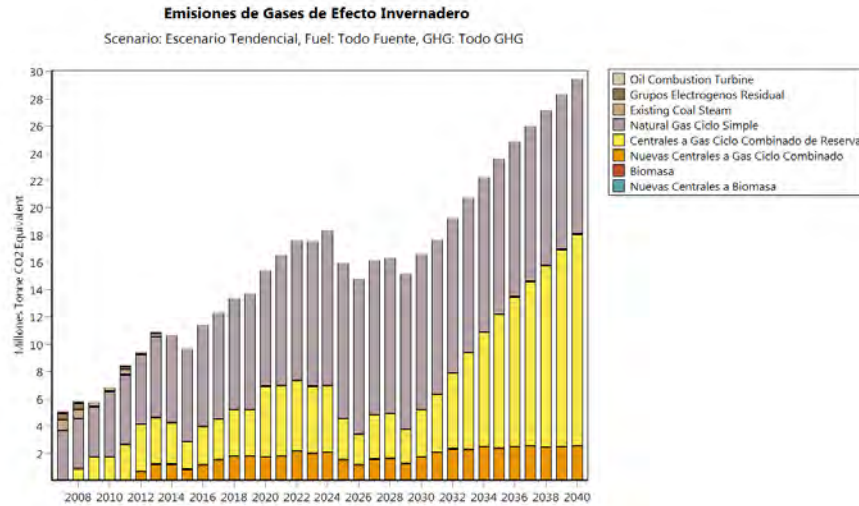


Ilustración 18

4.2 Escenario Fomento a las Energías Renovables

Este escenario muestra la reducción de emisiones (en relación al escenario base) como consecuencia de implementar este escenario basado en la generación de electricidad con energías renovables. Tal como se indicó, en este escenario 15% de

la demanda eléctrica será cubierta con energías renovables y de ese 15% el 80% será a través la energía eólica. Los resultados de la reducción de emisiones pueden apreciarse en la ilustración 19. Al 2040, se aprecia que dicha reducción llega a los 11 Millones de Toneladas CO₂ equivalente.

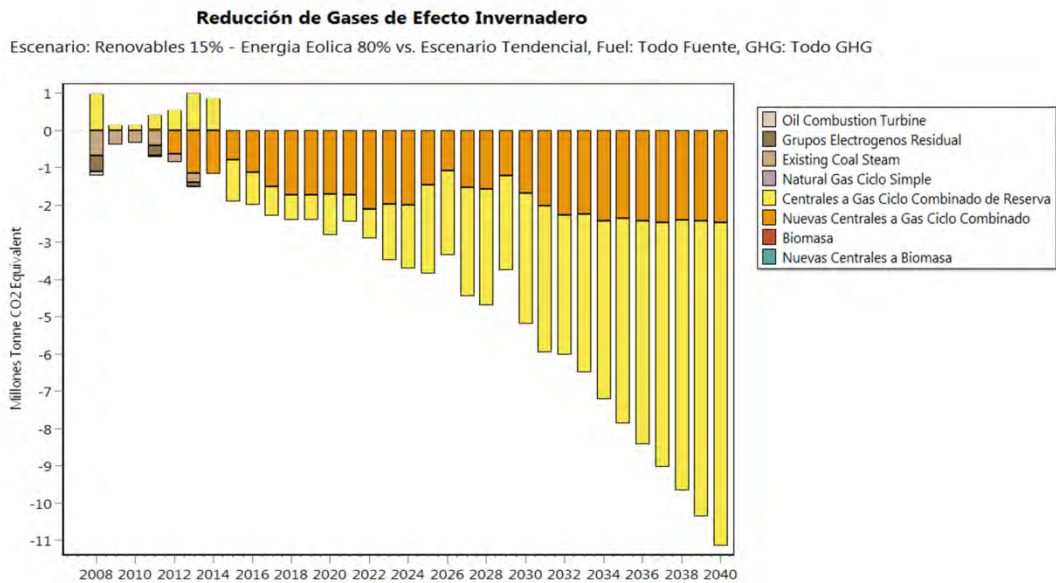


Ilustración 19

4.3 Escenario Eficiencia Energética

Como consecuencia de fomentar la generación de electricidad a partir de Tecnologías Limpias (FERNC) se tiene el desplazamiento de generación térmica a gas natural. Ello implica una reducción neta de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Luego los resultados de

establecer que el 15% de la demanda de electricidad sea cubierta con FERNC pueden apreciarse en la ilustración 20. Como se aprecia en el 2040, existe una reducción de 11.1 Millones de Toneladas de CO₂ equivalente, lo cual equivale a alrededor del 30% del total de emisiones del escenario tendencial para ese año.

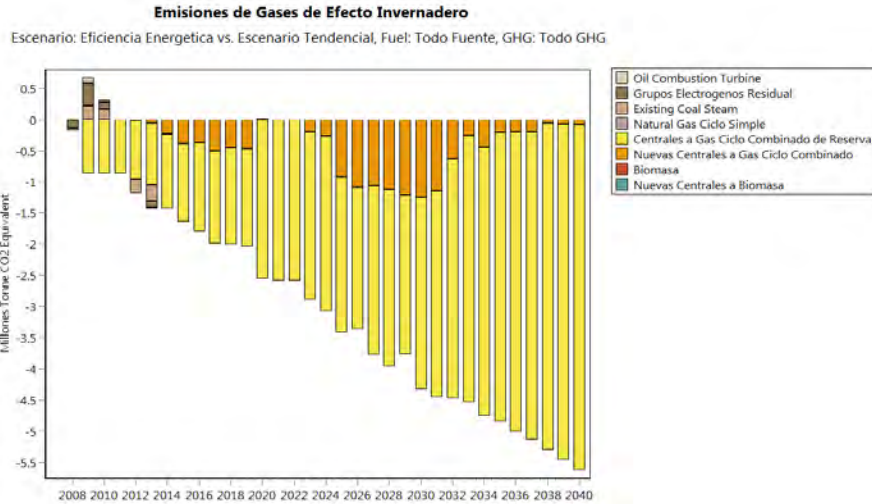


Ilustración 20

4.4 Escenario Veto a la Generación con Gas Natural

En este escenario se tiene que a partir del 2015 toda la generación térmica es reemplazada por generación hidroeléctrica y en base a FERNC. Luego, es claro que es

aquí donde se tiene que apreciar la mayor cantidad de reducción de gases de efecto invernadero. Esto se corrobora en la ilustración 21, en donde al año 2040 se tiene una reducción de 29.5 Millones de Ton de CO₂ equivalente.

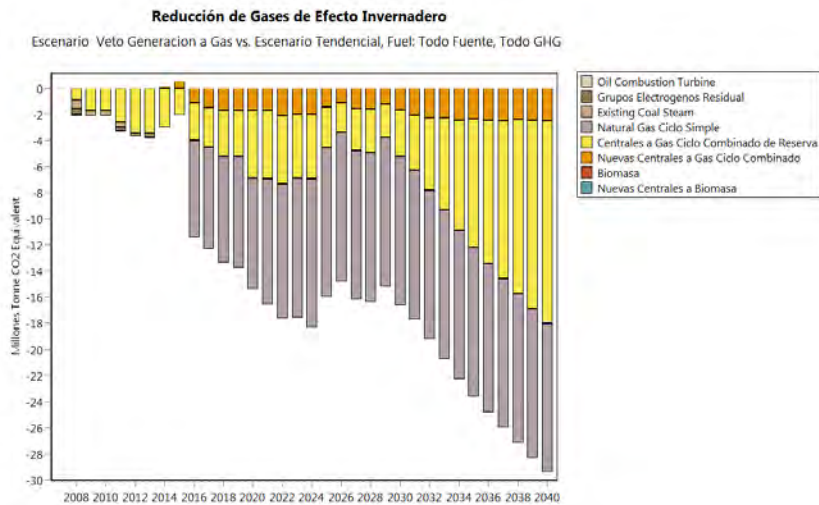


Ilustración 21

III. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- a) En base a los resultados de las simulaciones se aprecia que desde el punto de vista ambiental, el Escenario más favorable es el Escenario de Veto a la Generación de Gas Natural. Analizando la tabla 3, existe una marcada diferencia en relación a otros escenarios porque no solo los Millones de Toneladas equivalentes evitadas son mayores que en otros escenarios, sino que además se requiere menor inversión total de capital, operación y mantenimiento que en el escenario tendencial. Por tanto, considerando que no han interiorizado aún los potenciales impactos negativos de desarrollar proyectos

de generación hídrica en la amazonia peruana, este escenario desde el punto de vista ambiental es marcadamente favorable.

Por otro lado, en el Escenario de Eficiencia Energética, el costo de reducción de emisiones de CO₂ equivalente, debido al desarrollo de políticas de Eficiencia Energética (los datos están basados en el Plan Referencial de Eficiencia Energética) es bastante beneficioso considerando que se tiene un costo de alrededor de 9 US\$ /Ton CO₂ a comparación del costo actual de la Ton CO₂ equivalente en los mercados de carbono, el cual está encima de los 12 US\$/Ton.

Sin embargo, se muestra en el Escenario de Fomento a las Energías Renovables, que el promover Tecnologías Renovables no Convencionales, si bien tiene un costo total incremental de alrededor de 1300 MMUS\$ por encima del escenario tendencial, también origina gran cantidad de reducción de

emisiones de gases de efecto invernadero. En este caso el ratio que se tiene es de 10.89 US\$/Ton CO₂ equivalente, de inversión adicional (frente al escenario tendencial) entre toneladas reducidas.

Escenarios	Inversión Total Requerida al 2040 en el Parque de Generación de Electricidad (MMUS\$)	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero al 2040 (MM Ton CO ₂)	Ratio (Inversión Adicional Generación en Relación Escenario Tendencial versus Reducción Emisiones (US\$/Ton))
Escenario Tendencial	5495.8	544	
Escenario de Eficiencia Energética (*)	5136.8	443	8.68
Escenario de Veto a la Generación de Gas Natural (**)	4930.3	51.3	N.A.
Escenario de Fomento a las Energías Renovables	6868.2	418	10.89

(*) Las inversiones se obtienen de sumar el costo de implementar Plan de Eficiencia menos beneficios de Invertir menos en Plantas de Generación.

(**) Existe una reducción neta de las inversiones totales frente al escenario tendencial.

Tabla 3

- b) Las reservas probadas de Gas Natural solo garantizan el abastecer la demanda de gas natural (manteniendo un ritmo de crecimiento de alrededor de 4% de incremento del PBI anual) por un periodo de 10 años. Si en los próximos años pudieran incorporarse como reservas probadas parte de las actuales reservas probables (50%) y posibles (10%), la disponibilidad podría aumentar hasta el 2025. Por otro lado, implementar políticas que restrinjan el uso del gas natural en generación de electricidad, aumentaría su disponibilidad hasta el 2026 pero se requeriría desarrollar una agresiva política para promover el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos que debería ir paralelo con el desarrollo de proyectos de generación en base a energías renovables no convencionales (FERNC).
- c) El desarrollo de la cartera de proyectos de generación en base a FERNC involucra el fortalecimiento del sistema de redes de transmisión y distribución de electricidad a fin de garantizar la estabilidad de las redes (sobre todo considerando la generación eólica). Los costos que demanda esta inversión en infraestructura no ha sido considerado en este trabajo ya que escapa a los alcances del mismo.

IV. BIBLIOGRAFÍA

- Ministerio de Energía y Minas, Dirección de Eficiencia Energética, Plan Referencia de Uso Eficiente de la Energía.
- Ministerio de Energía y Minas, Dirección de Electricidad, Estadísticas del Sector Eléctrico, 2008 – 2009.
- International Energy Agency – IEA. (2010). Energy Technology Perspectives 2010: Scenarios & Strategies to 2050. París, Francia: IEA.
- Ministerio de Energía y Minas – MINEM. Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2017. Lima, Perú: Dirección General de Electricidad – MINEM.
- Modelo Long Energy Analysis Planning (LEAP), Base de Datos de Factores de Emisión por Tecnología de Generación de Electricidad.



DESARROLLO DE LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA EN EL PERÚ

M. Cárdenas
(PER)

Máximo Walter Cárdenas Arbieta
División de Distribución y Comercialización
Gerencia de Fiscalización de Gas Natural
OSINERGMIN

Ingeniero Petroquímico de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Con estudios de Maestría y Doctorado en Administración en la Escuela de Post Grado de la Universidad Inca Garcilaso de la Vega a si mismo cuenta con un Diplomado en Gestión de Hidrocarburos en la universidad ESAN.

Cuenta con 18 años de experiencia en la industria de la Refinación del Petróleo, procesamiento de Gases y del Gas Natural. En la dirección de operaciones, control técnico e inspección de Equipos en Refinería La Pampilla. Ejerciendo durante 5 años actividades en la regulación y verificación del cumplimiento de la normativa de seguridad y comercialización de hidrocarburos en el programa de fiscalización por terceros la DGH del Ministerio de Energía y Minas.

Actualmente se desempeña como Coordinador Técnico en División de Distribución y Comercialización de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural en OSINERGMIN en el Programa de Difusión de la Cultura del Gas Natural y los beneficios de su masificación, así como en el diseño y desarrollo de sistemas de gestión para la supervisión de la construcción y operación de los proyectos petroquímicos en el Perú.

I. Valor agregado y efecto multiplicador

La petroquímica representa una excelente oportunidad de industrialización a partir del beneficio de una materia prima relativamente simple, convirtiéndola en una serie de otros productos intermedios, potenciadores de nuevas oportunidades de generación de divisas, nuevos negocios, renta y empleo.

Gráfico N°1: Efecto multiplicador de la petroquímica.



El estado situacional de los proyectos petroquímicos a desarrollarse en los polos petroquímicos ubicados en el sur del Perú, presenta los siguientes avances:

II. Planta de Nitratos del Perú en Paracas - Pisco

El proyecto petroquímico de la empresa Nitratos del Perú consta de la construcción de una planta para la producción de 750 mil toneladas anuales de amoníaco, otra de 340 mil toneladas de ácido nítrico y una tercera de 390 mil toneladas de nitrato de amonio, con una inversión aproximada de US\$ 1,000 millones de dólares.

Este proyecto cuenta con la aprobación de su Estudio de Impacto Ambiental (EIA). La ingeniería inicial del proyecto será realizada por Technip de Italia y Técnica Reunidas de España.

El proyecto requerirá un suministro de gas de 70 MMPCD durante 20 años, sin embargo actualmente todavía se encuentra en espera de la suscripción del contrato de suministro de gas natural del Lote 88 de Camisea, operado por Pluspetrol.

III. Planta de Fertilizantes de CF Industries en San Juan de Marcona - Ica

El proyecto de CF Industries implica una inversión de US\$ 2,000 millones de dólares en un complejo petroquímico para producir 2,600 toneladas diarias de amoníaco y 3,850 toneladas diarias de urea.

Actualmente, el proyecto petroquímico de CF Industries, cuenta con el estudio inicial de ingeniería y diseño completado y el EIA aprobado.

CF Industries cuenta con un contrato de suministro de Gas Natural con Pluspetrol por 99 MMPCD, el cual vence en mayo de 2013.

Uno de los factores que han paralizado el proyecto se debe al descenso en el precio del gas natural dada la mayor oferta de shale gas en Estados Unidos, lo que por el momento hace poco viable económicamente su instalación en Ica.

Sin embargo, de no continuar CF Industries con su proyecto, existe el interés de la empresa Fertiberia, en llevar a cabo dicho proyecto.

IV. Complejo Petroquímico de Braskem Petroperú en Ilo

El proyecto petroquímico de Braskem - Petroperú, consiste en la instalación de una Planta para la producción de 1,200 mil ton/año de etileno y polietilenos y demandaría una inversión de US\$ 3,000 millones de dólares, asimismo este proyecto considera la viabilidad de la instalación de plantas de producción de amoníaco, urea, etileno, metanol, aromáticos, así como una planta de gas natural licuado/ Gas to Liquid, fraccionamiento de GLP y otras facilidades.

De otro lado, se estima que los Estudios de Viabilidad, Ingeniería y el EIA, se realizarán durante el periodo 2013-2015 y en el año 2016 se iniciaría la construcción de la planta de etileno y polietileno, proyectándose su inicio de operación en diciembre del 2018.

El proyecto cuenta con una declaratoria de interés nacional para la promoción y desarrollo de la industria petroquímica, basada en el etano contenido en el gas natural. El proyecto depende del suministro de etano de lotes de gas natural de Camisea (Lotes 88, 56, 57 y 58) y de la infraestructura para su transporte hasta Ilo.

Gráfico N°2: Proyectos Petroquímicos en el Perú.



Respecto de las amenazas del proyecto, estimaron que al cuarto año del inicio de operaciones (2017), se tendría los efectos del precio y oferta del Shale Gas del mercado Norteamericano, por la gran expansión de la oferta de derivados petroquímicos del gas.

Cabe indicar que, a inicios del presente año 2012, el Gobierno propuso el proyecto de construcción de un ducto de etano por la costa para abastecer al futuro polo petroquímico en el sur del país mediante una Planta de Etileno.

Una conclusión importante fue que para hacer viable el proyecto para la instalación de la Planta de Etileno es necesario que el precio referente máximo para el Etano sea de 6 US\$/MMBTU y para el gas natural en boca de pozo de 3 US\$/MMBTU.

Sin embargo, un análisis posterior de la rentabilidad del proyecto para la instalación de dicha Planta de Etileno, considerando el ducto para el transporte del Etano desde Pisco, hasta alguna de las siguientes locaciones como destinos probables: Pisco, Marcona, Matarani e Ilo, dio como resultados valores de: 12.3%, 11.0%, 10.3%, 9.8% respectivamente, por lo que se consideró económicamente inviable descartándose dicha construcción, y se ha propuesto integrar los proyectos petroquímicos en el sur del país con el proyecto del Gasoducto Andino del Sur.

V. Orica Nitratos Perú

El proyecto petroquímico de la empresa Orica Nitratos Perú es un proyecto de petroquímica Intermedia para producir 300 mil ton/año de nitrato de amonio de grado explosivo para la industria minera. Actualmente se encuentra realizando el diseño de ingeniería inicial, y su EIA presentado a Produce está pendiente de aprobación.

En un inicio, Orica Nitratos Perú planteó la construcción de su proyecto en San Juan de Marcona, a fin de tener disponible y comprar parte de la producción de amoníaco de CF Industries, con

lo cual aseguraría su producción de nitrato de amonio. Sin embargo, actualmente la empresa evalúa instalar su proyecto en Ilo a fin de integrarse al polo petroquímico de la zona.

El 30/07/2012, mediante Resolución Ministerial N° 351-2012-PRODUCE, el Ministerio de la Producción declaró de interés nacional el proyecto petroquímico presentado por la empresa Orica Nitratos Perú, asimismo, declaró la viabilidad del proyecto en la zona denominada "Lomas de Ilo", quedando pendiente la obtención de las licencias, permisos y autorizaciones administrativas respectivas.

VI. Otra oportunidad de uso del gas natural para proyectos petroquímicos en el norte del país

En la zona norte existe la posibilidad de instalar un complejo petroquímico a partir de la combinación del ácido fosfórico generado de la roca fosfórica y amoniaco generado por el metano del Gas Natural que suministran las empresas petroleras de la zona tales como Savia, Olympic, etc.

Asimismo, en la zona norte se cuenta con gas natural suficiente en los lotes lote 13A y el 13B para instalar plantas modulares para la producción de nitrato de amonio y/o urea en el orden 200 toneladas por día.

VII. Propuesta de Normativa Técnica para la Industria Petroquímica

Considerando el inminente desarrollo de proyectos Petroquímicos de gran envergadura y la alta complejidad técnica de los mismos, y el requerimiento de Osinergmin para tener una herramienta de supervisión adecuada, se hace necesario contar con una Reglamentación Técnica y de Seguridad para la construcción y operación de la Petroquímica Básica, la cual es competencia del Ministerio de Energía y Minas.

VIII. Propuesta de Modelo para la Supervisión de Plantas Petroquímicas

Osinergmin ha elaborado un Modelo para la Supervisión de las instalaciones de gas natural, entre las cuales se encuentran la de Plantas Petroquímicas bajo el modelo de Certificación, el cual se aplicaría para las etapas de diseño, construcción, comisionado y puesta en marcha de los proyectos petroquímicos.



IMPORTANCIA DE LA RELACIÓN SUELO – TUBERIA EN EL RIESGO SÍSMICO Y SU EVALUACIÓN

A. Ortiz
(PER)

Abelardo Ortiz Silva
División de Distribución y Comercialización
Gerencia de Fiscalización de Gas Natural
OSINERGMIN

Ingeniero Químico por la Universidad Nacional Mayor de San Marcos (UNMSM). Desarrollo su carrera en la actividad Petrolera, en la primera empresa del Perú, PETROLEOS DEL PERU - PETROPERU S.A., donde se inició como Ingeniero de Equipo en la División Ingeniería del Dpto. Mantenimiento y Construcción -Talara.

Asistió a diversos Seminarios de Capacitación relacionados a la industria en general y en particular al sector hidrocarburos, tales como: Diseño Mecánico (Recipientes a presión, Sistemas contra incendio, Diseño Mecánico, Intercambiadores de calor). Problemas de Corrosión, relativos a la industria del Petróleo dictado al personal relacionado de Petróleos del Perú. (Centro de Capacitación Petroperú).

Posee más de 45 años de experiencia laboral en empresas del Sector Hidrocarburos, laborando en los últimos 8 años en el Sub-sector de Gas Natural de OSINERGMIN, donde fue encargado de la supervisión de Producción, Procesamiento y Transporte de gas natural. Actualmente se desempeña como Especialista de la División de Distribución y Comercialización de Gas Natural en el OSINERGMIN y está a cargo de la fiscalización de todas las actividades comprendidas en las operaciones de Distribución Gas Natural en Lima y Callao y para la Región Ica. Igualmente a cargo de la supervisión y fiscalización de las actividades constructivas en el crecimiento vegetativo de los sistemas de distribución.

I. INTRODUCCION

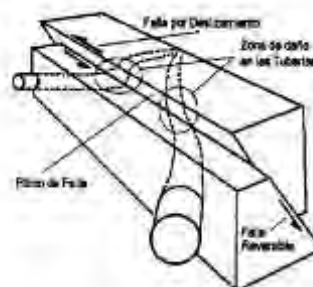
Los sistemas de tuberías de hidrocarburos están clasificados como líneas vitales (tales como líneas de transmisión eléctrica, carreteras, puentes, etc.) debido a la importancia que tiene su servicio, lo que requiere de un alto nivel de seguridad para un comportamiento seguro ante un evento sísmico.

Existe consenso en los investigadores para la necesidad de realizar estudios de riesgo sísmico en los sistemas de tuberías mediante la adaptación de las metodologías existentes, adaptándolas a las condiciones específicas de un país, es decir para una sismicidad específica y que junto a una base de datos actualizada sistemáticamente, permita realizar y/o evaluar un estudio de riesgo sísmico para estos sistemas, cuyos resultados deberán ser analizados para que éstos no se subestimen y conduzcan a una falsa confianza, proponiendo erróneas o ineficientes medidas de mitigación.

II. DISCUSIÓN Y CONCEPTOS

Los estudios de riesgos sísmicos requieren de metodologías que permitan evaluar la calidad estructural de los sistemas de tuberías (vulnerabilidad sísmica), con el objetivo de obtener escenarios posibles de daño como consecuencia de un evento sísmico y que puedan identificar zonas con un elevado riesgo, que una vez identificados se puedan tomar medidas adecuadas para reducirlo.

Gráfico N°1: Movimiento de la falla causado por un sismo,



Fuente: O'Rourke y Jeon 2000

Para la evaluación del “Riesgo Sísmico de los Sistemas de Tuberías” se involucran dos conceptos fundamentales:

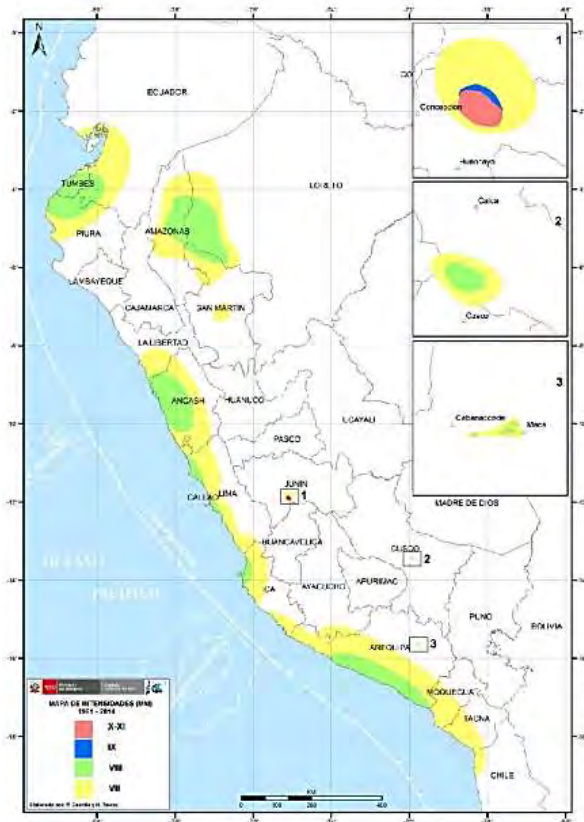
- La peligrosidad sísmica del lugar.
- La vulnerabilidad sísmica de las tuberías.

Para la peligrosidad sísmica del lugar se tiene incertidumbre en la predicción, ubicación y cuantificación de la fuerza de un sismo, así como los efectos secundarios que puedan generarse tales como la Licuación, Desplazamiento de Taludes, Movimiento de fallas activas y Deformaciones Permanentes de Terreno (DPT)¹.

Para caracterizar la celeridad del movimiento sísmico se emplean parámetros como, la Intensidad Macrosísmica (Mercalli modificada), Aceleración del terreno (con énfasis a terremotos recientes), Aceleración Máxima de terreno o pico, etc.

En zonas con fallas cercanas, es importante hacer consideraciones especiales ya que la respuesta dinámica no lineal de una tubería o sistema de tuberías y en particular la respuesta al desplazamiento, es muy sensible a las características dinámicas del movimiento.

Gráfico N°2: Mapa de intensidad sísmica máximas en la escala de Mercalli Modificada para sismos históricos ocurridos entre los años 1960 y 2014.



Fuente: Hernando Talavera, 2014

¹ DPT: Deformación permanente de terreno, tales como fallas superficiales, asentamiento sísmico y desprendimiento lateral del terreno debido a la licuación del suelo.

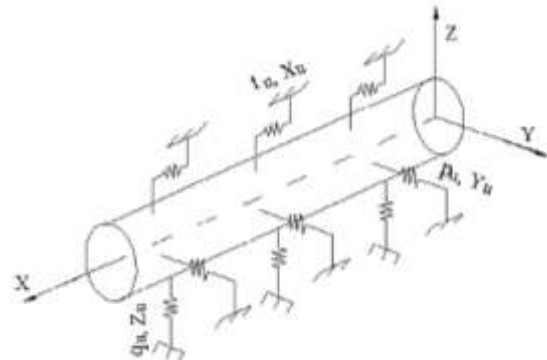
Por parte de la Vulnerabilidad Sísmica de Tuberías, la incertidumbre puede estar en el comportamiento mismo de las tuberías, la calidad del material, proceso constructivo, mano de obra, antigüedad de las tuberías, si éstas están enterradas o no, o si son continuas o segmentadas.

Existen trabajos enfocados al estudio del comportamiento sísmico de las tuberías desde métodos muy simplificados, hasta métodos utilizando elementos finitos. Se reconoce avance en las recomendaciones para el diseño estructural, sísmico de las tuberías y sus componentes; sin embargo estas recomendaciones solo se aplicarían a estructuras nuevas, siendo costoso o poco viable a las construcciones existentes, que en su mayoría fueron diseñadas sin considerar normativa sísmica alguna.

La vulnerabilidad sísmica es una propiedad intrínseca de la estructura o característica de su comportamiento ante la acción de un sismo donde la causa es el sismo y el efecto es el daño. El alcance de un estudio de vulnerabilidad sísmica usualmente está condicionado por el tipo de daño que se pretende evaluar y el nivel de riesgo existente.

Las estrategias para la cuantificación de la vulnerabilidad sísmica, se orientan en términos absolutos a matrices de probabilidad de daño, funciones de vulnerabilidad o curvas de fragilidad, las cuales permiten calcular el posible daño que puede sufrir una tubería o un sistema de tuberías dado un sismo de determinado tamaño. La mayoría de estas funciones utilizan como parámetro del sismo la intensidad macrosísmica, la aceleración máxima o la velocidad máxima del terreno. Existen algunas investigaciones en donde se ha podido construir (o se han utilizado) funciones de vulnerabilidad o curvas de fragilidad. Sin embargo, la aplicación de cada una de estas metodologías sobre una misma línea o tubería puede dar origen a apreciables discrepancias, recomendándose combinar los métodos analíticos y empíricos con algún método o técnica experimental. Algunas relaciones empíricas de daños basadas en informaciones estadísticas de sismos importantes (históricos para la región proveniente de una sistemática base de datos actualizados, existente), pueden utilizarse para estimar el comportamiento futuro del sistema de tuberías.

Gráfico N°3: Modelo estructural de interacción suelo – tubería sujeta a deformaciones



Fuente: ASCE, 1984

Respecto del daño sísmico, éste se evalúa como comportamiento o respuesta ante los diferentes modos de impacto o movimiento, como deterioro físico. Un sismo puede generar efectos secundarios normalmente adversos para cualquier estructura en especial y para las tuberías, como son la Licuación, Deslizamientos de Taludes y Desplazamiento de Fallas, en donde su tamaño y localización de estos efectos secundarios dependerán de diversos factores entre los que se encuentran las características geológicas y geotécnicas del lugar, principalmente las características del terremoto (Hipocentro, mecanismo, intensidad, magnitud, duración o contenido de frecuencias). Las principales formas de la deformación permanente del terreno o DPT son las fallas superficiales, deslizamientos, asentamiento sísmico y desprendimiento lateral del terreno debido a licuación del suelo, que influyen en el daño a las tuberías enterradas.

La evaluación de la magnitud de un sismo corresponde a temas especializados de sismología y fuera del alcance de este artículo, siendo los efectos secundarios del sismo (Deformaciones Permanentes del Terreno) los que más afectan a la tubería, dado que las fuerzas de inercia en las tuberías enterradas se desprecian al ser resistidas por el suelo que las rodean.

La deformación permanente del terreno depende de las condiciones locales del suelo y de la presencia de fallas activas y de su movimiento, dado que originan desplazamiento laterales de terreno asociados a licuación y deslizamiento de taludes.

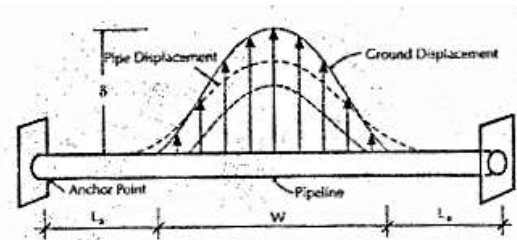
Respecto de la interacción suelo-tubería, las tuberías enterradas se dañan durante un sismo debido a las fuerzas de deformación durante su interacción. La deformación que sufre el terreno puede descomponerse en dos reacciones, una longitudinal paralela al eje de la tubería y la otra transversal a su eje. Su evaluación se realiza mediante complejas ecuaciones asociadas a diferentes autores en la estimación de los esfuerzos y deformaciones que se desarrollan en una tubería enterrada. Estas evaluaciones comprenden a la tubería y la licuación del terreno, al DPT longitudinal en un modelo de tubería elástica e inelástica y para la evaluación de la respuesta de tuberías continuas a una DPT transversal. El método, de mayor aceptación está identificado con elementos finitos.

Este método permite la consideración explícita de las características no lineales de la interacción suelo – tubería en la sección transversal y longitudinal así como la relación no lineal del esfuerzo de tensión para el material de la tubería (T. O'Rourke, Suzuki et al, and Kobayashi et al). Este método igualmente ha sido utilizado en evaluaciones de la respuesta de tuberías enterradas debido a la acción de la deformación permanente del terreno - DPT (Liu y M.O'Rourke).

T. O'Rourke simuló una deformación del suelo con una función de probabilidad dada, permitiendo una apreciación gráfica de la deformación del suelo y la tubería (ver gráfico N°4), facilitando su comparación con las deformaciones permisibles de la tubería.

Estos autores (Liu y M.O'Rourke) basándose en los resultados con modelos de elemento finito, encontraron que la tensión de la tubería es una función creciente del desplazamiento del terreno.

Gráfico N°4: Deformación del suelo y la tubería



Fuente: T. O'Rourke

III. RECOMENDACIÓN

A mérito de resumen, las actividades sucintamente descritas en este artículo resultan ser un área muy amplia de investigación y de variadas disciplinas metodológicas (actuales y en desarrollo), que al seguir ampliándose deben conocerse y aplicarse a diferentes tipos de estructuras y servicios. De ahí, que resulta recomendable disponer de una Base Sistemática de Datos actualizada (Planos, Cartografías, Pruebas de Laboratorio, etc.), con orientación a imponer una normativa nacional por parte del ente rector competente (IGP) para su aplicabilidad en la construcción. Igualmente resulta recomendable, implementar la práctica de "Simulaciones", con data estadística proveniente de la base de datos de los entes competentes para una apropiada evaluación de los riesgos sísmicos.

IV. REFERENCIAS

- American Society of Civil Engineers (ASCE) (1984), Guidelines for the Seismic Design of Oil and Gas Pipeline Systems, Committee on Gas and Liquid Fuel Lifeline, ASCE.
- Evaluación del Peligro Asociado a los sismos y efectos secundarios en Perú, Hernando Talavera, 2014
- Instituto Geofísico del Perú (http://www.igp.gob.pe/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=161&Itemid=164&lang=es)
- O.Rourke, T.D. (1988), .Critical Aspects of Soil-Pipeline Interaction for Large Ground Deformation, Proceedings of the First Japan-U.S. Workshop on Liquefaction, Large Ground Deformation and Their Effects Lifeline Facilities, Tokyo, Japan, November, pp. 118-126.
- O.Rourke, M. J. and Lui, X. (1999). .Response of Buried Pipelines Subject to Earthquake Effects, Monograph No. 3, Multidisciplinary Center for Earthquake

Engineering Research, University at Buffalo,
State University of New York.

- Rauch, A. F. (1997), .EPOLLIS: An Empirical Method for Predicting Surface Displacement Due to Liquefaction-Induced Lateral Spreading in Earthquake. Virginia Polytechnic Institute, Dissertation Thesis of Ph.D., Blacksburg, Virginia.
- Suzuki, N., and Kobayashi, T., Nakane, H., and Ishikawa, M., (1989), Modeling of Permanent Ground Deformation for Buried Pipelines, Proceeding of the Second U.S.-Japan Workshop on Liquefaction, Large Ground Deformation and Their Effects on Lifelines Buffalo, New York, Technical Report NCEER-89-0032, Multidisciplinary Center for Earthquake Engineering Research, Buffalo, New York, pp. 413-425.



SISTEMA INTEGRAL CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS - SICDA ¹

L. López
(PER)

Lizardo Antonio López Ingunza

Representante en Perú y Latinoamérica de la Cía. Thompson Lightning Protection Inc. (TLP) - Saint Paul – Minnesota – Estados Unidos. TLP fabrica, diseña e instala sistemas de pararrayos en todo el mundo desde 1910. Trabajó para TLP como sub-contratista instalando, reparando y diseñando sistemas protección contra rayos desde Marzo de 1998.

Graduado de la UNI, con Tesis de Grado “Guía para la Buena práctica para la instalación de Pararrayos (1982). Trabajó en Petróleos del Perú-Oleoducto desde 1980 como supervisor del área Telecomunicaciones. Renunció ocupando la Jefatura (i) de la Unidad de Seguridad en el año 1991. Fecha en que inmigre a los EUA.

Cuenta con más de 20 años de experiencia, instalando sistemas de pararrayos Convencionales y No Convencionales. Ha instalado aproximadamente 1,570 sistemas de pararrayos en Estados Unidos y México.

Certificado por el “Lightning Protection Institute” (LPI) como: Master Installer - Designer.

Es miembro y revisor de la norma NFPA 780 –Edición 2008 al idioma castellano, y miembro del Lightning Protection Institute desde 1980. Traductor de la norma LPI- 175-S-2007 al castellano.

Ha dictado seminarios sobre pararrayos y las Normas NFPA 780, LPI-175 y U.L. 96A en:

- CYMSA - Monterrey MEXICO – 2005
- CIP y CIEEP – Lima – Perú – 2007.
- CIP Cuzco Perú – 2008.
- Petro Perú – Piura e Iquitos – 2009/2012.
- ENGINZONE/NFPA – Lima – 2011.
- CIP – Puno y CESEL – ING – 2012.
- VIED – 2012 Costa Rica.

I. INTRODUCCION

El propósito de la protección contra rayos se fundamenta en la denominada Protección Integral Contra Descargas Atmosféricas (SICDA) acrónimo propuesto por los autores del presente artículo.

II. SISTEMA INTEGRAL DE PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

El objetivo de un sistema de protección integral contra descargas atmosféricas SICDA es controlar (no eliminar) el fenómeno natural, encasándolo en forma segura, y consta de las partes siguientes:

- a) Sistema de Protección Externa (SPE)
- b) Sistema de Protección Interna (SPI)
- c) Sistemas de Prevención (SP)
- d) Análisis de Riesgo



* En los tres niveles de acuerdo a la IEEE.

**Técnicas de apantallamiento en equipos electrónicos contra EMI y RFI.

***El análisis de riesgo de una edificación se encuentra en la Norma IEC-62305-2:2010 o NFPA 780:2010

¹ “Para la elaboración de este artículo se contó con la valiosa participación de los Ingenieros Orlando Enrique Ardito Chávez y Jorge Alberto Noé Rondón”

A. Sistema de Protección Externa

Tiene una función de canalizar el rayo hasta el suelo en forma segura. Está conformada por tres (3) elementos:

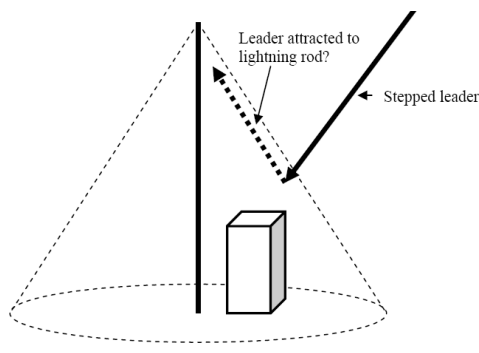
- a) **Terminales Aéreos:** Tienen por función interceptar al rayo. Son instalados en las partes más altas o prominentes de la edificación que se quiere proteger. Todos ellos interconectados por cables eléctricos desnudos, de manera de ofrecer "mínimo" dos vías o caminos a la corriente de descarga, desde cada terminal aéreo. **Todo terminal aéreo (pararrayos) debe ser tipo Franklin, tal como lo avalan las normas del mundo.**

En teoría la mejor protección para cualquier establecimiento sería crear una "Jaula de Faraday", como se hace en forma práctica en los Laboratorios de Alta Tensión, como medida de seguridad. Es decir proveer a la estructura de una "envolvente metálica" que conduzca la descarga atmosférica a tierra y la disipe.

Los Sistemas Franklin se diseñan y sus componentes se seleccionan con base a un cálculo gráfico conocido **Método Electro-Geométrico (EGM)** o Esfera Rodante, y no el cuestionado CVM Method (Collection Volume Method).

Nota: Los sistemas instalados y que más se "venden" en el Perú, básicamente están constituidos por un terminal aéreo fuera de norma, un cable descendente montados sobre aisladores y conectados en su base a una o varias puestas a tierra verticales (varillas).

Dicha solución carece de sustento técnico dado que, ninguno de sus componentes cumple su rol de manera efectiva y más que una solución se han convertido en "un problema" para quienes originalmente optaron por su compra.



IMPORTANTE

- o *Los pararrayos, no "paran" o evitan los rayos, sino que son utilizados "para los rayos", como elementos de mayor probabilidad de interceptación.*
- o *En sistemas de potencia se denominan, erróneamente "pararrayos" a los dispositivos de protección contra sobretensiones de línea, descargadores de línea o "arresters".*

- b) **Bajantes (Down leads):** Son las responsables de conducir la corriente de descarga atmosférica (rayo) a tierra. Al incrementarse su número se logra una reducción de la magnitud de la corriente que circula por cada uno y del ratio de ascenso de la corriente (di/dt); así mismo, se reduce la magnitud de las inducciones magnéticas en los lazos metálicos de la instalación y las diferencias de potencial a tierra.

- c) **La Puesta a tierra:** Es el medio para dispersar y disipar la corriente del rayo. Puede estar conformado por electrodos verticales, horizontales o una combinación de ellos. Las normas internacionales recomiendan la instalación de un "anillo de puesta a tierra" que circunde la edificación, con ello se logra una mejor distribución de la corriente del rayo que se disipa en el terreno a la par que facilita la interconexión de los sistemas utilitarios (servicios públicos) a la red de puesta a tierra, por lo tanto una mejor equipotencialización. Asimismo, se recomienda la instalación de electrodos horizontales complementarios para favorecer la dispersión superficial de corrientes del rayo al ser un fenómeno en alta frecuencia.

Cabe aclarar que un sistema de puesta a tierra es un conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial.

B. Sistema de Protección Interna.

Conjunto de dispositivos que se deben instalar al interior de la edificación y que permiten proteger a los diferentes equipos y elementos de la instalación eléctrica interior, limitando las sobrecorrientes y sobretensiones transitorias que puedan alcanzar los puertos de los equipos (Dispositivos de Protección contra Sobretensiones - DPS o Transient Voltage Supply Systems - TVSS).

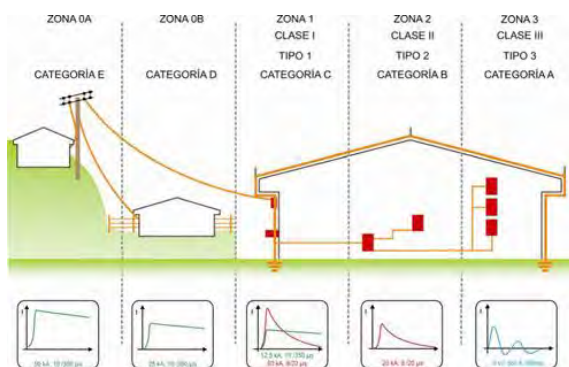
Para cada instalación se debe hacer el análisis mediante la técnica de la compatibilidad electro magnética que consiste en eliminar o mitigar las perturbaciones en el emisor, en el canal de acople o disminuir la susceptibilidad de los dispositivos, que es lo mismo que aumentar la inmunidad de los mismos.

Es importante considerar como parte del Sistema de Protección Interior:

- a) **Equipotencialización con DPS:** Para limitar sobretensiones en los puertos de los equipos absorbiendo las corrientes transitorias.
- Protección primaria: Limita sobre corrientes transitorias al interior de las instalaciones.
 - Protección secundaria: Limita sobretensiones en equipos electrónicos.
- b) **Equipotencialización con conductores (Bonding):** De vital importancia para garantizar la equipotencialidad del sistema, evitando diferencias de potencia, deduciendo los efectos internos del

campo eléctrico y minimizando la posibilidad de descargas laterales o secundarias, no deseadas.

- c) **Apantallamientos localizados (Shielding):** Para minimizar los efectos inductivos en los equipos electrónicos. EMI (Electromagnetic Interference) o RFI (Radio Frequency Interference).
- d) **Topología de cableados:** Para contribuir a la compatibilidad electromagnética, disminuyendo las impedancias de transferencia.
- e) **Instalación de filtros:** Para controlar las perturbaciones conducidas, comúnmente se aplican pasa bajos.



Nota: En las normas EN se habla de tipo, en las IEC de clase, en las IEEE de categoría y en las UL de tipo.

C. Sistema de Alarma, Mantenimiento y Seguridad personal.

- a) **Los dispositivos o sistemas de detección temprana,** que permitan a los usuarios tomar conocimiento de manera anticipada del advenimiento de una tormenta eléctrica.
- b) **Las guías y procedimientos de seguridad,** para desarrollar comportamientos seguros de las personas. En la mayoría de casos se deben restringir las actividades fuera de las edificaciones con SICDA al mínimo.
- c) **El mantenimiento Preventivo de un SICDA,** es mínimo, si es instalado utilizando materiales libres de corrosión a la humedad del medio ambiente. Las normas internacionales recomiendan utilizar materiales como cobre, aluminio, bronce y acero inoxidable en todos sus componentes. Naturalmente, la corrosión galvánica resultaría un problema si se unen materiales disímiles como cobre y aluminio. Para evitar ese problema se recomienda la utilización de elementos de conexión bimetálicos.

Algunas normas recomiendan una inspección visual cada cinco años o cuando la estructura ha sido modificada o alterado es sistema de protección contra rayos original; especialmente si se modifican las partes altas, como techos o chimeneas etc. que son los elementos más

prominentes y susceptibles a recibir descargas producto de los rayos.

El programa de mantenimiento debe garantizar una continua actualización del Sistema, para el cumplimiento de las normas mediante inspecciones periódicas. Si una inspección muestra que las reparaciones son necesarias, estas deben ser realizadas inmediatamente.

D. NORMATIVIDAD

En el Perú, la máxima autoridad para legislar en materias de seguridad eléctrica es el Ministerio de Energía y Minas y en tal sentido se disponen de dos (02) documentos:

- El Código Nacional de Electricidad – Suministro
- El Código Nacional de Electricidad – Utilización

De manera complementaria, el código establece que ante la ausencia de criterios, información insuficiente u obsoleta, debemos referirnos a la normatividad internacional vigente (IEC, NFPA, IEEE o similar).

Por ejemplo, para el sector minero, el DS 055 – 2010 REGLAMENTO DE SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL Y OTRAS MEDIDAS COMPLEMENTARIAS EN MINERÍA señala en:

- CAPÍTULO XIV “ESTÁNDARES DE SERVICIOS Y ACTIVIDADES CONEXAS”.
- Subcapítulo V – ELECTRICIDAD, Artículo 337, Numeral I) que: “En zonas de sobre tensiones por origen atmosférico debe preverse un sistema integral de protección contra sobre tensiones tipo rayo, basado en normas Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), o de la National Fire Protection Association (NFPA), según corresponda”.

Debido a que el Código Nacional no contiene lineamiento de cómo se debe instalar un sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas, es que se presenta esta guía, que recoge las pautas y recomendaciones de las normas internacionales IEC 62305 y NFPA 780, además de una experiencia de más de 20 años en el montaje de sistemas contra rayos.

NOTA: Si desea observar como es y cómo funciona un Sistema Franklin-Faraday haga clic en el siguiente link:

<http://www.youtube.com/watch?v=hSZbT5jLXxo&feature=related>

McLean Lightning Protection Central Florida

E. NORMAS Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- IEC 62305 -1, -2, -3, -4 y -5 / 2010 Protection of structures against lightning.
- IEC 1024 (1993-08) Protection of structures against lightning.
- IEC 61024-1-2 (1998-05) Protection of structures against lightning- Part 1-2.
- NFPA 780 (2008) Lightning Protection Code.
- UIT (1991). Spectrum Monitoring Handbook.
- UL 96 A: Installations Requirements for Lightning Protection System.
- ANSI T1.313: Electrical Protection for telecommunications central offices and similar type facilities.
- ANSI/IEEE 1100-1999: Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment.
- ANSI/IEEE Std 142-1982: Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial power Systems.
- ANSI/IEEE Std 81 - 1983: Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance.
- ANSI/UL 467 - 1984: Standard for Grounding and Bonding Equipment.
- IEC 61000-5-2 (1997-11) Electromagnetic compatibility part 5: Installation and mitigation guidelines - section two: Earthing and cabling.
- IEC 61557-1/9 Electrical Safety in low Voltage Distribution Systems up to 1000 V a.c. and 1500 V d.c.- Equipment for Testing, Measuring of Protective Measures.
- IEEE STD 81-2:1991. Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding System.
- NFPA 70- 2011: National Electrical Code (NEC).
- NFPA 77. Static Electricity 1993.
- NFPA 780 Lightning Protection Code. 2008
- A.P. Sakis, Meliopoulos. Power System Grounding and Transients.
- Casas, Favio. Tierras, Soporte de la Seguridad Eléctrica, Quinta edición 2010
- Torres Sánchez, Horacio. Protección contra Rayos, segunda edición, 2010.
- Entre otras.



GNL EN MEDIANA Y PEQUEÑA ESCALA Y SUS APLICACIONES EN EL PERÚ

**R. Ramírez
(PER)**

Ph. D. Rosendo Ramírez Taza

Ph.D. Economics Fordham University NY USA. Ingeniero Electricista de la UNI, MBA USIL. Profesor del curso Microeconomía USMP y del curso de Economía del Gas Natural en el Curso de Extensión Universitaria del Osinergmin. Gerente General de MR Consulting Services S.A.C. y Negocios Globales Inteligentes S.A.C., donde es consultor en temas de Energía, Economía y Negocios, con investigaciones en mercados energéticos internacionales sobre seguridad energética, energía renovable, electricidad, eficiencia energética, pobreza energética y gas natural. Autor de publicaciones sobre regulación, energía, crecimiento y desarrollo económico. Experiencia Internacional en Consultoría sobre temas de crecimiento y desarrollo económico para UNDP Poverty Group NY, USA.

I. INTRODUCCIÓN

La industria de Gas Natural en el Perú, expresado en la Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES) se tiene referencia a que la penetración del gas natural como fuente de energía en los diversas regiones del centro, norte y sur del país deben realizarse a partir de la focalización del suministro desde Camisea y con el tendido de redes de transporte por ductos. Ductos que conectan Camisea con el centro, norte y sur del país. No se considera la posibilidad de utilizar el transporte de GNL por vía marítima, así como tampoco se contempla la posibilidad de utilizar la tecnología de pequeña y mediana escala del GNL utilizando la reserva y producción de los campos del norte del país.

En el presente trabajo analizaremos la posibilidad de (i) utilizar plantas satélites de recepción del GNL en la costa peruana que pueden ser transportadas por vía marítima desde Pampa Melchorita, (ii) utilizar la mediana escala de producción del GNL instalando una pequeña planta de procesamiento para monetizar las reservas de gas natural del norte del país y (iii) la posibilidad de que la central termoeléctrica de reserva fría de 70 MW en Iquitos pueda generar electricidad con gas natural, por tener menor costo de producción que la generación eléctrica con diesel y/o residual. Por tanto, se analizarán las alternativas de suministro de GNL hacia Iquitos desde el mercado local e internacional.

II. OBJETIVOS

El objetivo del presente trabajo de investigación es establecer las posibilidades de utilizar la tecnología de mediana y pequeña escala de la cadena del negocio del GNL en el Perú.

III. MARCO TEÓRICO

III.1 CADENA DE VALOR DEL GNL

1. Procesamiento de GNL (Licuefacción)

El gas natural es entregado como materia prima del campo de producción a la planta de procesamiento, donde se remueven las impurezas, el agua y los componentes pesados. El metano y etano, posteriormente, son licuados a -163°C , manteniendo la presión cercana a la presión atmosférica. Un ciclo básico de refrigeración consta básicamente de dos intercambiadores de calor, una válvula y un compresor.

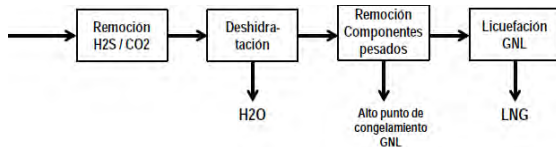


Figura 3.1. Diagrama de bloques de una planta de GNL típica

Luego de la licuefacción, el GNL es bombeado a un tanque criogénico para su almacenamiento. Los tanques criogénicos generalmente son de doble pared, con una pared exterior de concreto reforzado; entre ambas paredes existe aislamiento para evitar que el GNL se caliente con el medio ambiente.

2. Transporte de GNL

El GNL puede ser transportado por camión, tren y buque, éste último modo es el más utilizado debido a que permite transportar grandes cantidades de GNL a nivel mundial de manera económica.

Dentro de las características de los buques tanques de GNL, que hacen que sean más caros, están las siguientes:

- Doble casco como protección contra derrames.
- Tanques de almacenamiento criogénico para mantener la carga fría.
- Sistemas de captura de vapor, para remover de manera segura el metano.
- Sistema de monitoreo para asegurarse que la carga este segura.
- Sistema de propulsión.
- Equipo de carga y descarga.

3. Regasificación de GNL

En esta etapa el GNL es retornado a su estado original de gas natural a través de un cuidadoso calentamiento, luego es transportado a través de las redes de distribución hacia los consumidores finales. Generalmente las plantas de regasificación se encuentran en tierra, sin embargo existen instalaciones de regasificación mar adentro, en este caso el buque tanque incluye la capacidad de re-gasificar el GNL dentro del mismo.

Los principales pasos en el proceso de regasificación son: Descarga de GNL, almacenamiento de GNL, vaporización y entrega a la red de distribución.

III.2 MEDIANA Y PEQUEÑA ESCALA DE GNL EN JAPÓN Y NORUEGA

1. Licuefacción

Una de las formas de poder monetizar los campos de explotación de gas natural que no tienen demasiada reserva y poder establecer una cadena de distribución de GNL en escala convencional es la utilización de la mediana o pequeña tecnología de licuefacción. Algunos de los proyectos de pequeña escala que existen en el mundo procesan entre 60 y 1225 ton/día de GNL (0.021 y 0.4 mtpa de gas natural, respectivamente).

Actualmente, diversas publicaciones especializadas establecen que la tecnología de mediana y pequeña escala ha reducido el CAPEX de plantas de licuefacción de pequeña escala: Menores costos de infraestructura y alternativas tecnológicas. Algunos reportes establecen que los costos en pequeña escala están debajo de 600 US\$/tpa versus los 1000 US\$/tpa que es costo promedio para las plantas de licuefacción de GNL de escala convencional.

2. Transporte

Convencionalmente el transporte de GNL se ha efectuado en grandes buques metaneros que cubren distancias intercontinentales. Sin embargo, en los últimos años se han presentado cambios y nuevas alternativas que hacen factible transportar pequeños volúmenes de GNL con el uso de pequeños buques que pueden llevar el producto al cliente final. Los beneficios que se puede lograr con esta tecnología son: Rápida movilización, eficiencia en costos e inversión de capital e iniciativa del crecimiento de los mercados del gas natural.

En general la distribución de GNL en pequeña escala se realiza en zonas costeras. La distribución a pequeña escala utilizando buques metaneros muy pequeños ha sido empleada casi exclusivamente por Japón y Noruega.

Experiencia en Japón

En Japón se desarrolló el sistema de transporte secundario de GNL, donde empresas pequeñas de distribución de gas natural construyeron una red costera de distribución de GNL con pequeñas estaciones satelitales alimentadas con GNL. Estas estaciones son atendidas desde terminales más grandes localizadas en la costa de Japón y no directamente de los productores internacionales del GNL con el fin de llevar el gas a pequeñas comunidades locales de difícil acceso.

Para alimentar a las pequeñas plantas de regasificación, se construyeron varios buques metaneros dedicados de entre 1500 y 2500 m³ de capacidad.

Noruega – Caso Gasnor

Es una de las empresas pioneras en la distribución en pequeña escala de GNL, el cual se utiliza como combustible en las embarcaciones y en procesos industriales de Noruega. A través de una red de distribución costera ofrece el servicio de provisión de GNL.

En el 2011, las ventas de Gasnor fueron: 57% clientes industriales y 21% embarcaciones. En el caso de suministro de GNL para las embarcaciones, estas pueden ser atendidas en los terminales de GNL o a sitios específicos donde se encuentra las embarcaciones por medio de camiones o por pequeños barcos tanque. En la actualidad operan dos barcos tanque, de 1100 y 7500 m³ de GNL, 6 trailers de GNC, 16 trailers de GNL y 22 terminales de GNL.

3. Regasificación

En la siguiente tabla se presenta los terminales de GNL en pequeña escala que actualmente están en operación en Japón los cuales son atendidos desde terminales domésticos de GNL.

Nombre	Propietario	Cantidad anual de GNL (mtpa)	Almacenamiento to m ³ GNL	Operación
Hakodate Minato	Hokkaido Gas	0,056 (7.22 MMPCD GN)	5000	2006/2
Hachinohe	JX Nippon Oil & Energy	0,06 (7.73 MMPCD GN)	4500	2007/3
Okayama Gas Chikko	Okayama Gas	0,057 (7.35 MMPCD GN)	7000	2003/8
Shikoku Gas Takamatsu	Shikoku Gas	0,104 (13.41 MMPCD GN)	10000	2003/7
Shikoku Gas Matsuyama	Shikoku Gas	0,024 (3.094 MMPCD GN)	10000	2008/11
Kushiro	JX Nippon Oil & Energy	0,10 (12.89 MMPCD GN)	10000	2015/4

Tabla 3.1. Terminales satélites de GNL en la zona costera de Japón

A continuación se presenta las características de dos plantas satélites de GNL (Plantas Secundarias de GNL):

Hakodate Minato Plant

Tiene una capacidad de almacenamiento de 5000 m³ de GNL y una vaporización de 10 t/h con lo que puede atender 10.59 MMPCD. Es abastecido por un barco de 1000 toneladas de GNL que tiene una longitud de 89.2 m y ancho de 15.3m.

Hachinohe LNG Terminal

Se encuentra en operación desde el 2007 a cargo de Nippon Oil Corporation, tiene una capacidad de almacenamiento de 4500 m³ de GNL y una vaporización de 8 t/h con lo que puede atender 9.04 MMPCD.

IV. APLICACIÓN DE LA MEDIANA Y PEQUEÑA ESCALA DE GNL EN EL PERÚ

IV.1 PLANTAS SATÉLITES DE GNL EN LA COSTA PERUANA

Transporte de GNL desde Pampa Melchorita hacia planta satélite en la costa del Perú

En esta opción, se contempla el análisis de la factibilidad de poder llevar el GNL que se produce en pampa Melchorita hacia un punto en el litoral de la costa norte peruana.



Figura 4.1 Trazado de ruta en la costa Peruana – Transporte de GNL

En este caso se necesita realizar inversiones adicionales para que el muelle de pampa Melchorita también pueda atender a embarcaciones más pequeñas. De la experiencia internacional revisada, se requiere instalaciones especiales que sirvan para el llenado del GNL a las embarcaciones de pequeña escala.

También en la logística de la cadena del GNL, se requiere utilizar el transporte de pequeña escala para transportar el GNL. Una opción es utilizar un barco de 20000 m³ o en un menor tamaño que podría ser 12000, 10000 ó 7500 m³ de GNL. La definición del tamaño es función del mercado potencial de GNL a atender de los costos que involucra utilizar una embarcación de menor tamaño pero con más viajes roundtrip versus utilizar un barco de mayor tamaño con menores viajes roundtrip.

Asimismo, se debe estimar el dimensionamiento de la planta satélite costera de GNL donde llegaran los envíos de GNL desde Pampa Melchorita. Es decir, se debe estimar los costos de almacenamiento del GNL, el costo del patio de embarque de los camiones de GNL para su posterior distribución. Finalmente, se debe considerar el costo del transporte del GNL por los camiones.

Transporte en barcos de 20000 m³ de GNL

De acuerdo a lo analizado en las secciones anteriores, no se tiene un mercado de alquiler de barcos de mediana ni pequeña escala, básicamente son emprendimientos que tienen como resultado la construcción de los barcos que cubren determinadas rutas para proyectos específicos. Por tanto, el estimado de los costos deberá ser el resultado ad-hoc de un proyecto para esta envergadura. Sin embargo, se tiene estimado de costos de otros estudios específicos que se muestran en las siguientes tablas:

	6000 m ³	12000 m ³	20000 m ³
Costo de transporte	1.9	1.2	0.9
Terminal – Bunker	2.0	2.0	2.0
Total US\$ - MMBTU	3.9	3.2	2.9

Tabla 4.1 Costo de transporte - Para una distancia de 760 millas náuticas (Zeebrugge – Rostock):

	20000 m ³	40000 m ³
Costo de transporte	1.6	1.0
Terminal – Bunker	2.0	2.0
Total US\$ - MMBTU	3.6	3.0

Tabla 4.2 Costo de transporte - Para una distancia de 2300 millas náuticas (Skikda – Hamburgo)

Otro estudio considera que el costo del transporte y el terminal puede ser de 5US\$/MMBTU para el transporte y terminal.

Por tanto, los costos relevantes para el caso Peruano, serían los correspondientes a la tabla 4.1, por lo que podríamos considerar un costo de transporte por vía marítima de 0.9 US\$/MMBTU desde Pampa Melchorita hasta un radio de acción de 760 millas náuticas, que como puede apreciarse cubre las distancias hasta Puerto Chimbote y Puerto Eten (tabla 4.3), tal como se aprecia en la siguiente tabla. Este caso corresponde a una embarcación de 20000 m³ de transporte de GNL.

Si se opta por una embarcación de 12000 m³ de GNL, el costo sería de 1.2US\$/MMBTU y si fuese un barco de 6000 m³ de GNL sería de 1.9US\$/MMBTU.

Ruta	Distancia (millas náuticas)
Pampa Melchorita – Puerto Eten	491
Pampa Melchorita – Puerto Chimbote	331

Tabla 4.3 Distancias desde Pampa Melchorita – Puertos Norte Perú

Terminal de GNL con almacenamiento de 20000 m³ de GNL

De acuerdo a la Tabla 4.1, el costo de un terminal flotante de 20000 m³ es de 2.0 US\$/MMBTU. En este caso, el movimiento de GNL es de 0.5 mtpa.

Por tanto, el costo del transporte y el terminal satélite de GNL está entre 2.9 – 3.9 US\$/MMBTU, asumiendo el lado más conservador sería de 4.0US\$/MMBTU.

Transporte por camiones y Estaciones satélites de clientes industriales

En un estudio sobre el uso del gas natural en Costa Rica, se estimó que el costo del transporte por camiones y las estaciones satélites para la regasificación estaban entre 0.91 – 1.25 US\$/MMBTU.

En dichos estimados se consideró una estación satelital con un tanque de almacenamiento de 60 m³ de GNL, con una capacidad máxima de suministro de 1.27 MMPCD. El costo de inversión fue de 592 000 US\$ y un costo de operación de 76 000 US\$ anuales, asimismo, se adicionó los costos del cambio de quemadores en 22 800 US\$ por quemador de 1 MMBTU/hr. Los costos de inversión del camión cisterna fueron de 290 000 US\$; que se compone de motor-chasis en 130 000 US\$ y el costo del tanque criogénico en 160 000 US\$.

Por tanto, el costo de la cadena del GNL desde Pampa Melchorita es de 5.25US\$/MMBTU, para obtener el precio final a usuario se tendría que adicionar los costos del GNL puestos en el buque en Pampa Melchorita.

IV.2 PEQUEÑA PLANTA DE PROCESAMIENTO EN EL NORTE DEL PAIS

Planta de licuefacción de 0.1 mtpa de GNL en el norte del país

De acuerdo al libro de reservas del MEM, se tiene 1202.1 BCF de reservas totales probadas en los campos de gas natural en la costa norte y zócalo continental del país. Con estas reservas se podría pensar en monetizar esos campos a través de la venta de GNL a estaciones satelitales; que pueden ser clientes industriales o estaciones de servicio con GNV.

En la siguiente tabla se puede apreciar la producción de GNL que se podría obtener con las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2012, para los operadores BPZ, SAVIA y Olympic. Como puede apreciarse, para una operación de 15 años donde se termine con las reservas, tendríamos niveles de producción entre 0.14 y 0.92 mtpa de GNL. Se tiene conocimiento que el consumo de gas natural en el caso de BPZ estará

asociado a una planta de generación eléctrica, por lo que tendría poco margen para entrar en un negocio de licuefacción de GNL. En el caso de SAVIA, tiene reserva para poder entrar en un proyecto de licuefacción de 0.1 mtpa. Similarmente, el caso de Olympic que actualmente comercializa en gas natural en la zona de Paíta.

Operador	Reserva total probada Bcf	Años explotación reserva	Producción anual (15 años) Bcf/año	Producción de GNL mtpa
BPZ	195	15	13.0	0.28
SAVIA	95.5	15	6.4	0.14
Olympic	652	15	43.5	0.92

Tabla 4.4 Reserva total probada más importantes en la zona norte del país – Libro de Reservas 2011

Para una producción de 0.1 mtpa de GNL en un período de explotación de 15 años, se necesitaría de una reserva de 70.6 Bcf de gas natural.

Un tamaño de planta de licuefacción adecuado sería de 0.1 – 0.4 mtpa por 15 años. En ese escenario podría pensarse en un proyecto de SAVIA (0.1 mtpa) u Olympic (0.4 mtpa).

Planta de licuefacción menores a 0.4 mtpa de GNL en operación en el mundo

A continuación se presente algunos ejemplos de plantas de licuefacción en pequeña escala en operación a nivel mundial:

Planta de licuefacción de Kollsnes (Noruega)

Puede procesar 230 ton/día de GNL (0.084 mtpa) (10.82 MMPCD).

Planta de licuefacción de Stavenger (Noruega)

Con un procesamiento de 900 ton/día de GNL (0.3 mtpa) (42.36 MMPCD). Esta planta de licuefacción tiene un tanque de almacenamiento de 30000 m³ de GNL y puede abastecer a 10 camiones de 50 m³ de capacidad de transporte de GNL en 12 horas.

Planta de licuefacción de Shan Shan (China)

Puede procesar 1225 ton/día de GNL (0.4 mtpa) (61.77 MMPCD). La planta tiene un tanque de almacenamiento de 30000 m³ de GNL y abastece 100 camiones de 44 m³ de capacidad de transporte de GNL en 16 horas.

CAPEX de planta de licuefacción pequeña escala

De acuerdo a información de General Electric sobre las planta micro GNL, para una capacidad de licuefacción anual de 0.12 mtpa el ratio de inversión es de 750 US\$/tpa. Considerando una tasa de actualización del

10% en 15 años tendríamos un costo de inversión equivalente a 14.6 US\$/MMBTU.

IV.3 PLANTA DE IMPORTACIÓN DE GNL EN IQUITOS

El presente trabajo tiene por objeto analizar la posibilidad de que la central termoeléctrica de reserva fría de 70 MW en Iquitos pueda generar electricidad con gas natural, por tener menor costo de producción que la generación eléctrica con diesel y/o residual. Por tanto, se analizarán las alternativas de suministro de GNL hacia Iquitos desde el mercado local e internacional.

1. Suministro de GNL desde el Mercado Nacional

Para las alternativas del suministro de GNL desde el mercado nacional se considera las siguientes posibilidades:

- Instalar una planta de licuefacción en el norte del país próximo a la zona de producción de gas natural y llevar por vía terrestre el GNL hasta Yurimaguas y luego a través de barcas por el río Marañón hasta Iquitos.
- Instalar una planta de licuefacción en la zona de influencia del proyecto de Maple (Pucallpa), quien produce gas natural y utilizar el transporte por medio de barcas para llevar el GNL por el río Ucayali hasta Iquitos.
- Instalar una planta de licuefacción de GNL en la zona de Camisea y por el sistema fluvial transportar el GNL hasta Iquitos.

Las alternativas b) y c) mencionadas fueron estudiadas anteriormente para una planta termoeléctrica de 15 MW; estudio efectuado por el Osinergmin en el año 2007 (Análisis de la Alternativa de Suministro de Gas Natural a Iquitos para Generación Eléctrica). Una de las principales conclusiones de dicho estudio era que se podía transportar GNL desde Pucallpa hasta Iquitos para una central de generación de 15 MW y que se podía complementar con la producción de electricidad en base a la biomasa con una central termoeléctrica de 10 MW.

Sin embargo, en ese estudio no se analizó la posibilidad de llevar el GNL desde el norte del país por carretera hasta Yurimaguas y desde esa zona a través de barcas o chatas transportar el GNL en cilindros tanques el GNL en muy pequeña escala. Asimismo, tampoco se discutió la posibilidad de importar el GNL desde la planta de licuefacción en Point Fortin en Trinidad & Tobago y mediante el transporte marítimo y fluvial arribar a la ciudad de Iquitos. La contribución del presente estudio es en ese sentido, el estudio de la factibilidad

de utilizar la tecnología de mediana y pequeña escala del transporte marítimo y fluvial con las embarcaciones que actualmente operan en este contexto. Es necesario el análisis de este tipo de embarcaciones dada la envergadura de la demanda de consumo de gas natural de una central termoeléctrica de 70 MW.

2. Suministro de GNL desde el mercado internacional

La alternativa de transportar el GNL desde el exterior tiene como punto de suministro la planta de licuefacción de GNL en la zona atlántica; en este caso, la planta localizada en Point Fortín en Trinidad & Tobago, debido a que es el principal exportador de GNL en la zona y a su proximidad a Iquitos. Alternativamente, se podría transportar

GNL desde una planta de importación en Pecem Brasil.

Debido a las restricciones de calado para transportar por vía fluvial el GNL desde puntos dentro del país y por la cantidad de gas natural que se necesita para una planta termoeléctrica de 70 MW que debe operar en un período en régimen comercial; el presente estudio se focaliza en el suministro de GNL desde el exterior que puede ser complementado en el período de vaciante del río con un suministro de GNL local y/o con una generación local en base a biomasa (residuos forestales y residuos de la industria forestal) en Iquitos.

3. Navegabilidad del río Amazonas

En la siguiente tabla se presenta las características de los principales ríos que forman parte del río Amazonas.

NOMBRE DEL RÍO		LONGITUD RÍO (KM)	COORDENADAS GEOGRÁFICAS(°)	COORDENADAS UTM (metros)
Río Ucayali	Inicio Pucallpa	1,247.50	Latitud S : 8.38°	Norte : 9073028.04
	Final		Longitud W : 74.51°	Este : 553477.64
	Conf. Marañon		Latitud S : 4.44°	Norte : 9508558.69
Río Huallaga	Inicio Yurimaguas	220.00	Longitud W : 73.45°	Este : 671714.57
	Final		Latitud S : 5.88°	Norte : 9349940.70
	Conf. Marañon		Longitud W : 76.10°	Este : 378229.89
			Latitud S : 5.09°	Norte : 9437360.31
Río Marañon	Inicio Saramiriza	646.00	Longitud W : 75.56°	Este : 437929.14
	Final		Latitud S : 4.57°	Norte : 9494418.66
	Conf. Ucayali		Longitud W : 77.41°	Este : 232595.87
			Latitud S : 4.45°	Norte : 9508558.69
			Longitud W : 73.45°	Este : 671714.57
Río Amazonas	Inicio Conf. Ucayali	570.00	Latitud S : 4.44°	Norte : 9508558.69
	Final		Longitud W : 73.45°	Este : 671714.57
			Latitud S : 4.25°	Norte : 9572183.17
			Longitud W : 69.95°	Este : 394523.40

Tabla 4.5 Características de los principales ríos de la Amazonía peruana
Fuente: DGTA, MTC 2007

Los ríos navegables de la Amazonia peruana presentan obstáculos que limitan la navegación de las embarcaciones de calados superiores a los 1.83 m en la temporada de vaciante donde los niveles de los ríos disminuyen entre 7 y 12 m. Los obstáculos generalmente son los bancos de arena, las islas, las palizadas, los cambios de curso que influyen directamente en el cambio del canal de navegación (MTC, 2007).

Las restricciones más importantes a la navegación son:

- Las palizadas: Se observa en temporadas de crecida donde los troncos, árboles y arbustos navegan por los cauces de los ríos.
- La erosión de las riberas: Amplía la sección transversal del cauce y disminuye la profundidad de navegación. La erosión es más intensa entre la temporada de máxima crecida y mínima vaciante, cuando los niveles de las aguas de los ríos comienza a descender.

- La sedimentación con formación de bancos de arena (islas): Se produce por la disminución de la velocidad del ríos en zonas de baja pendiente o embalses en los que el agua esta retenida. Estos bancos de arena presentan obstáculos a la navegación en las épocas de vaciante, ya que al bajar el nivel de las aguas, estos bancos actúan como represas haciendo que el cauce del río se ensanche y se pierda profundidad.
- Los cauces ramificados: En épocas de vaciante, el flujo de agua en el río discurre por diversos cauces y en las orillas de las islas que se forman en los cauces ramificados se convierten en playas que restringen la navegación tanto en el ancho como en el tirante (profundidad del canal de navegación).
- Los meandros con gran curvatura y pequeño radio de giro: En los meandros de pequeña curvatura, los anchos de los canales de navegación con mayor profundidad se estrechan y

en épocas de vaciante se presentan canales de navegación estrechos y con gran curvatura que podría ocasionar la nave puede quedar atascada.

- La inexistencia de información estadística del comportamiento de los ríos.
- El escaso sistema de señalización y ayuda a la navegación.

3.1 Vías navegables

Los ríos navegables de la Amazonía peruana son los que unen las siguientes ciudades:

- Pucallpa – Iquitos
- Yurimaguas – Iquitos

- Saramiriza – Iquitos
- Pucallpa – Yurimaguas
- Iquitos – Santa Rosa (frontera con Colombia, Brasil)

La DGTA está desarrollando un estudio para el mejoramiento de la navegabilidad en los ríos de la Amazonía peruana; en el estudio se contempla como alternativa de solución a las restricciones a la navegación que existen actualmente, que el diseño de las naves se ajuste a las características que se observan en la figura 4.2. En máxima vaciante se necesitaría de una profundidad de 2.44 m para que una embarcación de 1.83m de calado pueda navegar.

Medida característica	Valor (S.I.)	Valor (S.A.)
Calado (T)	1.83 m.	6.00 ft
Profundidad requerida (H)	2.44 (m.)	8.00 ft

Fuente: Estudios de Navegabilidad del río Ucayali y Huallaga.

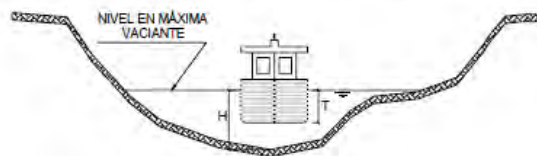


Figura 4.2 Perfil de requerimiento de calado para la navegación en los ríos de la Amazonía Peruana

Fuente: DGTA, MTC 2007

DETERMINACIÓN DE LAS MEDIDAS GEOMÉTRICAS DE LAS NUEVAS NAVES MANTENIENDO EL PUNTAL CONSTANTE

ESLORA (m)	MANGA (m)	CALADO (m)	PUNTAL (m)	CAPACIDAD DE CARGA (TM)	SUPERFICIE UTIL (m ²)	CARGA UNITARIA (Kg/m ²)
25	8	1.83	2.13	274.5	150.0	1,830
30	8	1.83	2.13	329.4	180.0	1,830
35	8	1.83	2.13	384.3	210.0	1,830
40	8	1.83	2.13	439.2	240.0	1,830
45	8	1.83	2.13	494.1	270.0	1,830
50	8	1.83	2.13	549.0	300.0	1,830
55	8	1.83	2.13	603.9	330.0	1,830
60	8	1.83	2.13	658.8	360.0	1,830
30	10	1.83	2.13	411.8	225.0	1,830
35	10	1.83	2.13	480.4	262.5	1,830
40	10	1.83	2.13	549.0	300.0	1,830
45	10	1.83	2.13	617.6	337.5	1,830
50	10	1.83	2.13	686.3	375.0	1,830
55	10	1.83	2.13	754.9	412.5	1,830
60	10	1.83	2.13	823.5	450.0	1,830
50	12	1.83	2.13	823.5	450.0	1,830

Tabla 4.6 Capacidad de transporte para un calado de 1.83 m.

Fuente: DGTA, MTC 2007

Para que el proyecto de suministro de GNL importado hasta Iquitos sea viable y sostenible una alternativa es que se cuente con naves que puedan navegar en cualquier época del año por el río. Por otro lado, se estima que a futuro se puedan emplear naves con capacidad de transporte aproximada de 1500 TM y con medidas longitudinales de 80m y 16m a fin de que puedan navegar en cualquier

época del año en los afluentes del río Amazonas.

3.2 Transporte de nafta por vía marítima y fluvial desde el exterior hasta Iquitos

Actualmente Refinería Iquitos de Petroperú importa Nafta Craqueada desde la Costa del Golfo de Estados

Unidos, República Dominicana, entre otros países. Los buques de importación viajan por mar y luego ingresan al río Amazonas por Brasil, llegando finalmente al embarcadero de la Refinería Iquitos que tiene una capacidad de atraque de 40 mil barriles. Lo que significa que la máxima capacidad del buque de transporte es de 40 mil barriles de nafta craqueada equivalente aproximadamente a 4,720 TM.

En los meses de vaciante o bajo nivel del río, la refinería se abastece del inventario generado así como de la nafta craqueada producida por la Refinería Talara, la cual es transportada por vía a terrestre a través de cisternas hasta Yurimaguas y luego es trasladada a la Refinería Iquitos a través de barcazas fluviales o "chatas". El volumen que puede ser transportado de esta forma es como máximo de 10 mil barriles.

El manejo logístico que se realiza en la Refinería Iquitos permite que el consumo promedio de nafta no se vea afectado por las limitaciones en cuanto a importación consecuencia de la vaciante o no del río, es así que la refinería cuenta con tanques de almacenamiento de nafta craqueada.

De lo descrito anteriormente se puede intuir que es factible que buques con capacidad de 30 o 10 mil metros cúbicos de GNL importado lleguen a Iquitos. De la investigación realizada se concluye que existen buques de LNG de mediana y pequeña escala capaces de transportar desde 1100 m³, o 20 mil m³ de GNL, los cuales podrían transportar el LNG a Iquitos.

Producto	metros cúbicos	Factor de conversión	TM
GNL	30,000	0.45	13,500
GNL	10,000	0.45	4,500
GNL	12,000	0.45	5,400

Tabla 4.7 Transporte de GNL

Considerando que la capacidad del buque depende de la capacidad de atraque del muelle, se debe definir primero el diseño del muelle destinado para la recepción del LNG, así como el diseño de la instalación de la planta de generación eléctrica. Adicionalmente, considerando que un elemento crítico para el transporte es la época de vaciante (bajo nivel del río) el sistema de suministro con LNG por buque, debe considerar un sistema de

almacenamiento que permita contar con el combustible necesario para generar electricidad en época de vaciante.

3.3 Calado mínimo de navegabilidad

En el estudio "Experiencia Peruana en el Transporte Fluvio-Marítimo y Portuario: Navegación Fluvial de Buques Oceánicos en el Río Amazonas" de Rolando Torres (2001), se indica que en el periodo de creciente del río, el calado máximo de los buques que pueden navegar es de 26 pies (7.9 m) y 14 a 15 pies (4.5 m) en épocas de vaciante.¹

De acuerdo a información de Enapu, el calado mínimo es de 4.85 m desde Iquitos hasta Belem (Brasil).

Entre otras fuentes podemos citar al Servicio de Hidrografía y Navegación de la Amazonía (SHNA), que informa lo siguiente:

- La creciente del río ocurre entre los meses de Noviembre y Mayo, alcanzando la máxima creciente en Abril y Mayo. La vaciante se presenta desde la segunda quincena del mes de Mayo hasta Setiembre, con la máxima vaciante en Agosto y Setiembre. Como se aprecia la vaciante es más rápida que la creciente. El régimen de las aguas del Amazonas depende de sus formadores. Asimismo, el SHNA indica que El río Amazonas no presenta peligros mayores a la navegación, pudiendo ser navegado tanto de día como de noche.
- El río Amazonas en creciente es navegable por buques de hasta 29 pies de calado (8.83 m), y en vaciante, por buques de hasta 10 pies de calado (3.04 m), teniendo cuidado con los malos pasos que se presentan más marcadamente entre los meses de Agosto y Setiembre.
- En el río Ucayali, la creciente del río suele ocurrir entre los meses de noviembre a abril, alcanzando su máxima en marzo o abril. La vaciante ocurre entre Mayo y

¹ Esta situación obligó en ciertas ocasiones a aligerar parte de la carga del buque oceánico a barcazas fluviales, a distancias de hasta 500 millas de Iquitos, o sea aproximadamente de la boca del río Putumayo. Algunas veces se ha tenido que aligerar íntegramente la carga y en ese caso la nave oceánica regresa hacia el mar sin haber llegado a Iquitos. Es necesario utilizar dos prácticos fluviales en todo el curso del río Amazonas. En la zona de Manaos a Iquitos, el río no está balizado y los canales son cambiantes. En tiempo de vaciante es necesario que el buque fondee y pernocte para pasar ciertos malos pasos durante el día. Es importante notar que el buque puede quedar empozado cuando algún mal paso baja de nivel lo que le impediría seguir o regresar hacia el mar.

Noviembre, alcanzando su valor más bajo en agosto o setiembre.

El río Ucayali es navegable en creciente en toda su extensión por embarcaciones de hasta 6 pies (1.83 m) de calado y en vaciante por embarcaciones de hasta 4 pies (1.2 m) de calado. La navegación nocturna se recomienda solo hasta Cumaria. El canal de Puinahua es navegable durante todo el año por embarcaciones de 6 pies de calado.

En creciente, los aumentos de nivel originan a veces fuertes corrientadas acompañadas de grandes palizadas. En vaciante el principal problema lo constituyen las quirumas. Ocasionalmente en las madrugadas se presentan neblinas que limitan la visibilidad.

3.4 Tecnología de embarcaciones de transporte de GNL en pequeña escala

En la siguiente tabla se presenta la tecnología de embarcaciones de GNL en mediana y pequeña escala de transporte marítimo y/o fluvial.

Capacidad (m ³ GNL)	Velocidad (knots)	Altura (m)	Calado (m)	Largo (m)	Ancho (m)
18800	15	13.1	7.1	130	25.7
13552	12	12.4	6.1	180.2	23.8
10000	16.5	11.5	6.7	137.1	19.8
7500	15.5		6.8	117.8	18.6
1100	14		3.3	68.5	11.8

Tabla 4.8 Calado de embarcaciones de mediana y pequeña escala

Las embarcaciones de transporte de GNL de mediana y pequeña escala para una capacidad mayor a 7500 m³ de GNL tienen un calado de navegación de 6.7m, por lo que este requerimiento debe tener el tramo del río Amazonas entre Brasil e Iquitos para poder suministrar GNL a la central térmica de 70 MW al menos en los meses de creciente del río. De acuerdo a lo estudiado en las secciones anteriores, la navegabilidad del río Amazonas 7.9 m y 4.5 m para los meses de creciente y vaciante, respectivamente. Por tanto, las embarcaciones con capacidad de transporte mayor a 7500 m³ de GNL pueden navegar en los meses de creciente, pero tendrán dificultades de navegación en los meses de vaciante.

La embarcación de 1100 m³ de GNL no es una opción a utilizar para el

suministro local de GNL desde Yurimaguas o Pucallpa, dado que necesita de un calado de navegación de 3.3 m. Como se mencionó anteriormente, los estudios de mejoramiento de la navegabilidad están orientados a tener un calado de navegación de 1.8 m que es inferior al que necesita tener la embarcación de 1100 m³ de GNL.

Para el transporte desde Yurimaguas y/o Pucallpa se podrían utilizar las barcazas o chatas que están en operación en la amazonia que transportan hidrocarburos líquidos. El diseño adicional para el transporte de GNL por este tipo de embarcaciones deberá contemplar la utilización de tanques cilindros que puedan navegar sobre la plataforma de la chata.

4. Importación de Gas Natural Licuefactado

Para la zona de Iquitos, los puntos de donde se puede obtener el GNL son desde la planta de licuefacción en Point Fortin en Trinidad & Tobago y desde la planta de importación de Pecem en Brasil.

Existe documentación que la distancia desde Macapa en Brasil hasta Iquitos es de 2100 millas náuticas aproximadamente y que la distancia de Trinidad & Tobago a Pecem (Brasil) es de 1732 millas.

Estimación aproximada utilizando el mapa del Lloyd's Maritime Atlas:

Del mapa se observa que la distancia entre Trinidad & Tobago y Macapa es aproximadamente el 70% de la distancia hasta Pecem, por lo que se estima que la distancia de Trinidad & Tobago a Iquitos es de 3,140 millas en total.

5. Importación de GNL desde Trinidad y Tobago

5.1 Precios de Exportación FOB Point Fortin – T&T

El precio FOB Trinidad y Tobago del GNL promedio del año 2011, fue de 8.0US\$/MMBTU para el mercado americano, como se aprecia en la figura 4.3. Un valor similar se tiene para el mercado español, francés, canadiense, inglés y brasilero. Este puede ser un precio referencial para el caso de análisis del mercado Peruano.

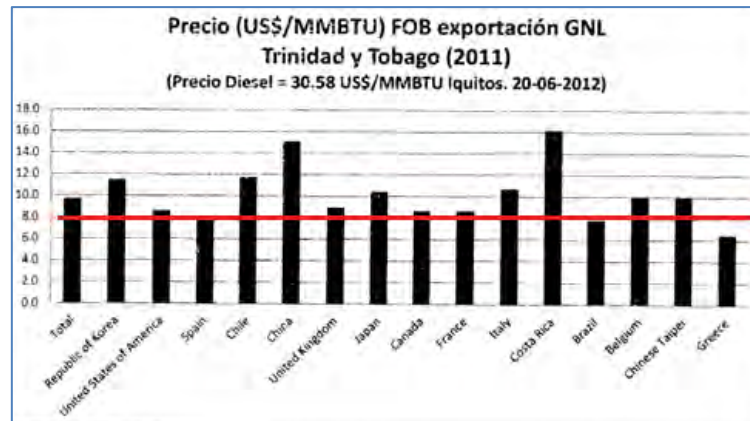


Figura 4.3 Precio de Exportación FOB, 2011 en US\$/MMBTU

Por otro lado, el precio del combustible Diésel 2 en Iquitos es de 30.58US\$/MMBTU², lo que significa que respecto al GNL se tendría un margen bruto de 22.5US\$/MMBTU que incluye el costo del transporte desde Trinidad & Tobago hasta Iquitos. El siguiente paso es estimar el costo del transporte entre ambos lugares para estimar la competitividad del gas natural en relación al Diésel 2 actualmente empleado en la ciudad de Iquitos para generación eléctrica.

5.2 Costo del Transporte con transporte Mediana y Pequeña Escala

Los estimados del costo del transporte y regasificación son mayores a 5 US\$/MMBTU, tal como se desprende del análisis efectuado sobre el transporte desde Point Fortin – Iquitos (ver sección 7.3)

5.3 Costo del Gas Natural en Iquitos

Si consideramos que el costo de adquisición del Gas Natural en Point Fortin podría estar entre 10 – 12 US\$/MMBTU y el costo del transporte de 2.2 US\$/MMBTU y del terminal en 2.0 US\$/MMBTU se tendría un costo del gas natural alrededor de 15 US\$/MMBTU con lo cual el margen de sustitución es de 12.81 US\$/MMBTU, dado que el Diesel tiene un precio de 27.81 US\$/MMBTU en Iquitos (Precios del 28-06-2012).

5.4 Contratos de largo plazo y spot de Trinidad and Tobago

En Trinidad y Tobago, el tipo de contrato de exportación de GNL predominante es el de largo plazo y en

condiciones incoterms FOB, los contratos de largo plazo tienen en promedio una duración de 15 años, siendo la moda 20 años. Trinidad & Tobago tiene un compromiso nominal de exportación del orden de 14.86 millones de toneladas de GNL por año, y el principal importador es EUA.

Durante el año 2011, las exportaciones en mercados de contrato de largo plazo fueron de 13 millones de GNL, y las mayores exportaciones en este tipo de contratos fueron para los países de EUA y Argentina con 2.6 y 2.1 millones de toneladas de GNL respectivamente.

Las exportaciones de GNL en el mercado Spot y en el mercado de corto plazo durante el año 2011, fueron de 6.712 millones de toneladas en total. Argentina, Corea del Sur y los EUA fueron los países con mayores importaciones con 2.090, 1.361 y 1.034 millones de toneladas de GNL respectivamente.

5.5 Mercado Geográfico de atención desde Trinidad and Tobago

A nivel mundial, la menor distancia que atiende el mercado de exportación de GNL desde Trinidad & Tobago es de 560 millas (Penuelas – Puerto Rico) y la mayor distancia es de 13007 millas (Fujian - China).

En relación a Sudamérica, la distancia es de 4628 millas para el puerto de Bahía Blanca (Argentina), 4920 millas para Escobar (Argentina), 1732 millas para Pecem (Brasil), 3245 millas para Guanabara Bay (Brasil) y 7596 millas para Mejillones en Chile.

² Tomado de la Lista de Precios Netos de Petroperú publicado en su página web a junio de 2012

5.6 Importación de GNL desde Pecem Brasil

Actualmente se importa GNL desde Point Fortin (Trinidad & Tobago) hasta Pecem (Brasil). Una alternativa a estudiar es la posibilidad de comprar el GNL en Pecem y luego transportarlo hasta Iquitos. De acuerdo a nuestros cálculos, la distancia es de 2576 millas náuticas.

Distancia Pecem – Iquitos	2576 millas náuticas
Velocidad de la embarcación	15 knots
Días de viaje	7.15 días de viaje
Día de embarque	1 día
Día de desembarque	1 día
Contingencias de viaje	2 días
Total Roundtrip	22 días

Tabla 4.9 Estimaciones Roundtrip Pecem - Iquitos

6. Tecnología aplicable de GNL para la Central Térmica de 70 MW

El desarrollo tecnológico permite en estos días que se cuente con buques de GNL con capacidad de transporte desde 1100 m³ los cuales permiten cubrir necesidades de países como Noruega, donde existen demandas relativamente pequeñas y dispersas, lo cual se asemeja al caso de Iquitos.

6.1 Requerimiento de Gas Natural de la Central Eléctrica de 70 MW

PROINVERSION ha dado la buena PRO el 16 de mayo del 2013 a GENRET DO BRASIL LTDA y la firma de contratos se efectuará el 29 de agosto del 2013 del proyecto de Suministro de Iquitos, donde se solicita la construcción de una Planta Termoeléctrica dual con una o más centrales cuya potencia efectiva total sea de 70 MW. Se indica además que la Buena Pro se otorgará al Postor que proponga el menor Precio por Potencia.

Si se toma como ejemplo una turbina a gas SGT-600 de 23.5 MW con una eficiencia de 32.49% y un factor de planta de 0.7, se tendría un consumo diario de 3.96 MMPCD de gas natural. Considerando que el requerimiento para Iquitos es de 70 MW, se estima que se necesitaría 11.9 MMPCD de gas natural.

7. Tecnología aplicable de GNL - Transporte y Regasificación

7.1 Transporte de GNL en mediana y pequeña escala – 1 grupo de 70 MW

La alternativa de utilizar un solo grupo generador de 70 MW implicaría un consumo de 11.9 MMPCD de gas

natural en un período 30 días, se necesitaría de un almacenamiento de 30000 m³ de GNL o su equivalente de 13500 toneladas de GNL. Por tanto, se necesitaría de 1 viaje con un barco de 20000 m³ de GNL. Este tipo de embarcación tiene un calado de diseño de 7.1 m.

El problema de contar con un solo grupo generador es que si bien se reduce el costo de inversión por una sola turbina en lugar de 3 turbinas; no se tiene la suficiente flexibilidad que pueda operar con 1 o 2 grupos cuando el barco de 20000 m³ no pueda llegar a Iquitos en el período de vaciante. Por tanto, en el siguiente acápite se estudia esa posibilidad.

7.2 Transporte de GNL en mediana y pequeña escala – 3 grupos de 25 MW

La alternativa de utilizar tres grupos generadores de 23.5 MW cada uno hace una operación más flexible. Al igual que en el caso anterior, la central térmica tendría un consumo de 11.9 MMPCD de gas natural en un período 30 días, se necesitaría de un almacenamiento de 30000 m³ de GNL o su equivalente de 13500 toneladas de GNL. Por tanto, se necesitaría de 1 viaje con un barco de 20000 m³ de GNL. Este tipo de embarcación tiene un calado de diseño de 7.1 m. Debemos precisar que este buque tanque cubre la ruta de Malasia – Japón con una distancia de 2838 millas náuticas. Nuestros estimados de distancia desde Point Fortin (Trinidad & Tobago) – Iquitos (Perú) es de 2910 millas, por lo que son comparables.

En el período de crecida se necesitará de un viaje mensual de 20000 m³ de GNL; de acuerdo a nuestros cálculos estimados el viaje roundtrip desde Trinidad & Tobago – Iquitos es de 26 días. En ese periodo la central térmica podrá generar con las tres unidades. En el período de vaciante con el tanque de almacenamiento lleno, podría generar la central térmica con 1 grupo generador por 3 meses y optar por obtener el GNL del mercado local, sea desde Yurimaguas o desde Pucallpa con barcasas que puedan transportar el GNL en pequeña escala, es decir con cilindros tanque colocados encima de la chata o barcaza.

En la actualidad el transporte de hidrocarburos líquidos que realiza Petroperú es con un alquiler del transporte de barcasas y chatas en la Amazonía del Perú. Los calados de los empujadores es de 5 pies (1.52 m) y de

la chata es de 8 pies (2.43 m) que serían los niveles de calado para el transporte local del GNL.

Se podría también complementar la generación eléctrica con una central a biomasa con residuos forestales de 10 MW, tal como propuso el estudio de OSINERGMIN en el 2007.

	3 x SGT - 600	
	70.6	MW
3 Unidades de Generación de 23.5 MW	32.49	%
	10509	BTU/kWh
	0.7	Factor Planta
	11.87	MMPCD
Requerimiento central		
Dias/mes	30	
Mensual GN	356 MMPC	
M3 GNL	16806 Mensual	Tanque de almacenamiento: 21008 m3 de GNL
Ton GNL	7563 Mensual	
Ton GNL	252 Dia	
Ton GNL	3277 Arribo de un barco 13 días	
Barco Tanquero		
Vessel GNL	20000 m3 GNL	
Ton GNL	9000	
Viaje	13 días	
Se requiere	1 Vessels GNL/mes	
Reserva en meses de vaciante		
Tanque de almacenamiento:	30000 m3 de GNL	

Figura 4.4 Logística de almacenamiento del GNL para Iquitos desde Point Fortin

7.3 Costo del Transporte con transporte Mediana y Pequeña Escala

De acuerdo a un estudio de TGE (MAGALOG), cuyo objetivo era estudiar la factibilidad de considerar la utilización del GNL como combustible para el transporte de carga y pasajeros por vía marítima, se tienen los siguientes resultados:

	6000 m3	12000 m3	20000 m3
Costo de transporte US\$- MMBTU	1.9	1.2	0.9
Terminal – Bunker US\$ - MMBTU	2	2	2
Total US\$ - MMBTU	3.9	3.2	2.9

Tabla 4.10 Estimados de costos de transporte para una distancia de 760 millas náuticas (Zeebrugge – Rostock)

	20000 m3	40000 m3
Costo de transporte US\$- MMBTU	1.6	1
Terminal – Bunker US\$ - MMBTU	2	2
Total US\$ - MMBTU	3.6	3

Tabla 4.11 Estimados de costos de transporte para una distancia de 2300 millas náuticas (Skikda – Hamburgo):

	20000 m3	40000 m3
Costo de transporte US\$- MMBTU	2.2	1.5
Terminal – Bunker US\$ - MMBTU	2	2
Total US\$ - MMBTU	4.2	3.5

Tabla 4.12 Estimados de costos de transporte para una distancia de 3600 millas náuticas (Damietta – Hamburgo):

Otro estudio considera que el costo del transporte y el terminal puede ser de 5 US\$/MMBTU.

Como puede observarse de las tablas anteriores, la propuesta del mencionado estudio es de cubrir un radio de atención de 2300 millas náuticas con embarcaciones de 20000 y 40000 m³ de GNL. Asimismo, se sabe que embarcaciones de 20000 m³ de GNL cubren distancias de atención entre Malasia – Japón con distancias cercanas a 3000 millas náuticas.

De acuerdo a los estimados, la distancia desde Point Fortin (T&T) – Iquitos (Perú) es de 2910 millas náuticas, por lo que los costos de transporte más cercanos a esta situación corresponden a lo indicado en el tabla 4.11. Con estas consideraciones el costo del gas natural estimado en Iquitos sería de 15 US\$/MMBTU.

Precio FOB Point Fortin	10.00-12.00
Costo del transporte T&T - Perú	2.20
Costo de regasificación en Iquitos	2.00
Costo total	14.20 – 16.20

Tabla 4.13 Estimados de costo del gas natural en Iquitos

Precio del gas natural como marcador del precio del Residual 6

Se tiene información que Petroperú produce Residual 6 en la refinería de Iquitos y que el principal consumidor es

Electro Oriente que utiliza dicho combustible para la operación de las unidades de generación térmicas.

Estamos ante una situación donde se tiene una sola fuente de aprovisionamiento de Residual 6 y un gran consumidor del combustible, si se sabe que Petroperú seguirá produciendo dicho combustible; lo racional es que se siga consumiendo el Residual 6, el precio de competencia lo marcaría en combustible alternativo para Electro Oriente que en este caso sería la posibilidad que pueda importar el GNL y regasificarlo. Por tanto, el precio de competencia del Residual 6 debería ser hasta 15 US\$/MMBTU.

A continuación presentamos los márgenes de ahorro de combustible que se tendría con el precio marcador del Residual 6 y del Diésel 2:

El precio del Diésel es de 27.81 US\$/MMBTU (7.888 S./Gal) y para el Residual 6 es de 20.71 US\$/MMBTU (9.6942 S./Gal), precios al 28-06-2012.

Margen con el Diésel 2 = Precio del Diésel 2 – Precio del G.N.

Margen con el Diésel 2 = 27.81 – 15.00 = 12.81 US\$/MMBTU

Margen con el Residual 6 = Precio del Residual 6 – Precio del G.N.

Margen con el Residual 6 = 20.71 – 15.00 = 5.71 US\$/MMBTU

Debemos precisar que el costo estimado del transporte debería ser resultado del costo de la inversión de la adquisición del barco tanque o de rentar ese tipo de embarcaciones más los costos de operación y mantenimiento. En la actualidad, el mercado del transporte de GNL en mediana y pequeña escala es aún limitado, con experiencias concretas de su utilización en Japón y Noruega. Se espera que en el corto y mediano plazo, esta sea la opción de mayor utilización para llevar gas natural a las regiones donde no puedan llegar los ductos de gas natural sea por razones comerciales o de geografía.

7.4 Generación Eléctrica con Biomasa

De acuerdo al estudio de OSINERGMIN podría tenerse una generación de 10MW cerca de la ciudad de Iquitos con la utilización de la biomasa que se tiene en la zona.

7.5 Línea de transmisión en 220 kV Moyobamba Nueva – Iquitos Nueva

Proinversión ha convocado a Concurso Público Internacional en la Modalidad de Concurso de Proyecto Integral, con el fin de seleccionar un Adjudicatario, a quien el Estado Peruano, actuando a través del Ministerio de Energía y Minas, otorgará en concesión el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del proyecto “Línea de Transmisión 220 kV Moyobamba-Iquitos y Subestaciones Asociadas”, por un periodo de 30 años desde su Puesta en Operación Comercial. La buena pro se espera otorgar en el cuarto trimestre del 2013.

Las características principales de esta línea son las que se indican a continuación:

- Longitud aproximada: 613 km.
- Número de ternas: Una (01).
- Configuración de conductores: Tipo triangular o ménsulas alternadas.
- Tipo de conductor: Se podrá utilizar ACAR, AAAC o ACSR.
- Número de conductores por fase: Uno (01) o Dos (02).
- Cables de guarda: Uno del tipo OPGW, de 24 fibras, y otro del tipo convencional, cuyo material y sección será seleccionado por la Sociedad Concesionaria.
- Subestaciones que enlaza: S.E. Moyobamba Nueva y S.E. Iquitos Nueva

La capacidad mínima de transmisión de la línea Moyobamba Nueva - Iquitos Nueva, en régimen de operación normal, en las barras de llegada de la subestación será de 145 MVA.

La característica de la S.E. Iquitos Nueva

Se construirá una subestación de llegada, cercana a la ciudad de Iquitos, para la instalación de los equipos de maniobra y compensación reactiva en 220 kV. Esta subestación será completamente nueva y estará ubicada a 100 m.s.n.m., al lado norte de la ciudad de Iquitos aproximadamente.

El equipamiento previsto en esta Subestación es el siguiente:

Lado de 220 kV:

- Sistema de conexiones en doble barra; “A” y “B” en 220 kV.
- Una (1) celda para la conexión de acoplamiento de barras en 220 kV.

- Una (1) celda para la línea proveniente de la S.E. Moyobamba Nueva.
- Una (1) celda de conexión del lado de 220 kV del banco de transformadores de potencia.
- Un banco de transformadores monofásicos más una unidad de reserva, con una potencia trifásica total de 167/167/30 MVA, en condiciones de operación ONAF 2; relación de transformación: 220/60/(MT) kV, con regulación automática bajo carga y grupo de conexión Y/Y/Estrella/Estrella/Delta (el valor de tensión del devanado terciario será seleccionado por el Concesionario y permitirá la conexión de los compensadores síncronos).
- Una (1) celda de conexión del lado de 220 kV para el conjunto de compensación reactiva (SVC).
- Un (1) sistema de compensación reactiva SVC, de 50 MVAR capacitivo y 50 MVAR inductivo.
- Un (1) sistema de compensación serie capacitiva en 220 kV, para compensar no menos del 30% de la reactancia inductiva de la línea Moyobamba Nueva-Iquitos Nueva, con los respectivos equipos de maniobra, medición y otros (interruptor, seccionadores, etc.).
- Un (1) reactor de línea de 70 MVAR en 220 kV, en el lado de la salida hacia la S.E. Moyobamba Nueva, con equipos de conexión.
- Una (1) celda de conexión del reactor de línea en 220 kV en el lado de la salida hacia la S.E. Moyobamba Nueva.

7.6 Costos asociados a la operación de C.T. Iquitos cuando se encuentre operativa la interconexión de Iquitos con el SEIN

Se pueden presentar costos asociados a la operación de C.T. Iquitos cuando se encuentre operativa la interconexión de Iquitos con el SEIN por consideraciones de regulación de tensión en barras del SEIN. Esto podría suceder en caso no sea suficiente los equipos de compensación reactiva SVC de 50 MVAR capacitivo y 50 MVAR inductivo, el sistema de compensación serie capacitiva en 220 kV para compensar no menos del 30% de la reactancia inductiva de la línea de transmisión Moyobamba Nueva – Iquitos Nueva de 613 Km.

De acuerdo al Procedimiento COES PR-11 “Reconocimiento de costos por regulación de tensión en barras del

SEIN”, se reconocen sobrecostos por operación por tensión, para ello se presentan los siguientes casos:

- La compensación a las unidades de generación calificadas como Operación Por Tensión en las Barras del Sistema Principal y/o Garantizado de Transmisión será asignada a todos los Generadores Integrantes del COES, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES PR-15 “Valorización de Transferencias de Energía Reactiva entre Integrantes del COES”.
- La compensación a las unidades de generación calificadas como Operación Por Tensión en las barras del Sistema Secundario y/o Complementario de Transmisión, será asignada conforme al acuerdo entre las partes involucradas en cuyo caso, dichas compensaciones no serán incluidas en la aplicación del Procedimiento Técnico COES PR-15. En caso las partes no informaran al COES respecto de dicho acuerdo en un plazo de 02 días calendario de finalizado el mes, se tendrá en cuenta lo siguiente: Las compensaciones serán asignadas a los Generadores en proporción a la suma de la energía activa retirada, durante la operación de una unidad por tensión, por sus clientes que tienen consumo en las Barras Involucradas y los retiros de energía activa de la demanda sin contratos, asignados por el COES en las mismas barras, si los hubiera.

Calificación de la línea de transmisión Mayobamba – Iquitos:

La Línea Eléctrica pertenece al Sistema Garantizado de Transmisión y ha sido incorporada en el Primer Plan de Transmisión mediante Resolución Ministerial N° 213-2011-MEM/DM. Por tanto, la compensación por operación de la C.T. Iquitos por consideraciones de regulación de tensión sería pagada por todos los generadores integrantes del COES.

Situación especial de la C.T. de Reserva Fría:

En general las centrales de reserva fría son excluidas de los pagos de sobrecostos que se incurre en la operación del sistema eléctrico, dado que no comercializan energía.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Conclusiones

La factibilidad de poder llevar el GNL desde Point Fortin (Trinidad & Tobago) hasta Iquitos depende de la navegabilidad del río Amazonas entre el tramo desde Brasil hasta Iquitos.

- Los meses más favorables para el transporte de GNL corresponden al periodo de crecida del río (Diciembre – Julio) donde podemos tener un calado de navegabilidad de 7.9 m.
- Los meses más desfavorables para el transporte de GNL corresponden al periodo de vaciante río (Agosto – Noviembre) donde podemos tener un calado de navegabilidad de 4.5 m.

Las embarcaciones de transporte de GNL de mediana y pequeña escala (7500 – 13552 m³ de GNL) tienen un calado de navegación de 6.7 m, por lo que este tipo de embarcaciones podría navegar por el Amazonas. La restricción que tenemos para este tipo de embarcaciones es la distancia que debería cubrir desde Point Fortin hasta Iquitos con 2910 millas náuticas.

La mejor opción sería la utilización de la embarcación de 20000 m³ de GNL que si podría cubrir distancias como es el caso del presente estudio. En la actualidad este tipo de embarcación cubre la ruta de Malasia - Japón con una distancia aproximada de 3000 millas.

En esta opción, se necesitaría de un almacenamiento de 30000 m³ de GNL y un viaje mensual de 20000 m³ durante los meses de crecida (diciembre – julio), este tipo de embarcación podrá navegar en esos meses dado que su calado de diseño es de 7.1 m y la navegabilidad del río Amazonas es de 7.9 m. El problema se presenta en los meses de vaciante (agosto – noviembre), donde el calado de la nave 7.1 m es mayor que la altura de navegabilidad del río Amazonas que es de 4.5 m.

Como alternativa de solución se propone, que en los meses de vaciante, la central térmica pueda operar con 1 unidad (25 MW) o 2 unidades (50 MW) generadoras con lo cual se tendría un despacho de 3 meses para 1 unidad de 25 MW y 2 meses para el despacho de 2 unidades (50 MW). Esta situación se puede mejorar si es que se puede conseguir el aprovisionamiento de GNL desde Yurimaguas y/o Pucallpa a través de chatas o barcas donde se pueda transportar diversos arreglos de tanques – cilindros de GNL de 30 – 40 m³ de GNL cada una. Asimismo, si es factible la utilización de la biomasa se tendría una generación de 10 MW con los residuos forestales para los meses de agosto – noviembre.

Referente en el costo del transporte. Estimados de costos de transporte para una distancia de 3600 millas náuticas (Damietta – Hamburgo):

	Transporte de GNL	
	20000 m ³	40000 m ³
Costo de transporte US\$ - MMBTU	2.2	1.5
Terminal – Bunker US\$ - MMBTU	2	2
Total US\$ / MMBTU	4.2	3.5

Las embarcaciones de 20000 m³ de GNL cubren distancias de atención entre Malasia – Japón con distancias cercanas a 3000 millas náuticas.

De acuerdo a los estimados, la distancia desde Point Fortin (T&T) – Iquitos (Perú) es de 2910 millas náuticas, por lo que los costos de transporte más cercanos a esta situación corresponden a lo indicado en el cuadro anterior. Con estas consideraciones el costo del gas natural estimado en Iquitos sería de 15 US\$/MMBTU.

En la parte del análisis económico, se tendría un margen de ahorro por sustitución del Diésel y Residual:

El precio del Diésel es de 27.81 US\$/MMBTU (7.888 S./Gal) y para el Residual 6 es de 20.71 US\$/MMBTU (9.6942 S./Gal), precios al 28-06-2012.

Margen con el Diésel 2 = 27.81 – 15.00 = 12.81 US\$/MMBTU

Margen con el Diésel 2 = 20.71 – 15.00 = 5.71 US\$/MMBTU

Dado que se tiene un combustible producido localmente en la refinería de Iquitos como es el Residual 6; con una característica de tener un solo cliente importante como Electro Oriente, el precio de competencia del Residual 6 debería ser hasta 15 US\$/MMBTU que corresponde a la importación de gas natural desde Trinidad & Tobago hasta Iquitos.

En caso de presentarse operación de la C.T. Iquitos por regulación de tensión, la compensación por dicha operación sería pagada por todos los generadores integrantes del COES, porque la línea de transmisión y la S.E. Iquitos Nueva forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión. Esto podría suceder en caso no sea suficiente las compensaciones reactivas que se propone debe tener la S.E. en el lado de 220 kV Iquitos Nueva.

2. Recomendaciones

Proponer a Proinversión que considere dentro de sus criterios de evaluación del concurso de licitación; la opción de que la operación de la central térmica de reserva fría en Iquitos pueda operar con Diésel y Gas Natural. Poner una bonificación en el precio de la potencia para el inversionista que ofrezca

esta posibilidad de utilizar gas natural en la central termoeléctrica.

Los riesgos del costo del transporte y almacenamiento del GNL deberán ser trasladados a la demanda, se puede pedir que Petroperú firme un contrato de provisión del GNL en Iquitos, que el generador sea el recaudador del monto pagado por el GNL y lo traslade a Petroperú, en la fijación de tarifas, debe contemplarse dichos costos.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Shively, Bob and John Ferrare. 2005. Understanding Today's Global LNG Business.
- MTC, 2007. Perfil del Proyecto. Mejoramiento y Mantenimiento de las Condiciones de Navegabilidad en los ríos Ucayali, Huallaga, Marañón y Amazonas. Junio 2007.
- Trade map. 2011. Estadísticas de Exportaciones de GNL desde Trinidad and Tobago.
- Osinergmin. 2009. Análisis de la Alternativa de Suministro de Gas Natural a Iquitos para Generación Eléctrica.