



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 I - NÚMERO I - NOVIEMBRE 2009



Año: I / Noviembre 2009 / N° 1

COMITÉ EDITORIAL

Julio Salvador Jácome
Janinne Delgado Silva
Graciela Arrieta Guevara

AGRADECIMIENTOS

Coordinación:

Liliana Ortigas Serquén y Luis Martínez Díaz

Fotos:

Supervisores y personal de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, TGP, Cálida y João Musa

COLABORADORES

Omar Chambergo Rodríguez, Ernesto Córdova Macías, Rosendo Ramirez Taza, Gerardo Fernández Farfán, Víctor Fernández Guzmán, Renzo Viani Velarde, Mauricio Teutónico, Guillermo Díaz Andrade, Daniel Rodríguez Villafañe, Carlos Villalobos Dulanto, Hugo Talavera Herrera, Luis A. Espinoza Quiñones, Jaime Guerra Montes de Oca, Carlos Brenner, Martha Aldana Durán.

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

Comentarios, consultas y sugerencias:

gnavista@osinerg.gob.pe

CONCEPTUALIZACIÓN CREATIVA, DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

Realidades S.A.
Consultora de Comunicación Estratégica

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú-
2009-14451

Presentación

Agosto de 2004 marcó un hito en la historia del desarrollo energético en el país. En esa fecha el Proyecto del Gas de Camisea entró en operación comercial y el mercado disponía de cantidades importantes de un nuevo recurso energético.

Han pasado cinco años -vertiginosos cinco años- a juzgar por la rápida transformación de la demanda de energía en el país hacia el gas natural. Tanto así que, la infraestructura existente tiene que ser exigida al máximo y mas aun revisada en el contexto del largo plazo, a fin de integrar al gas natural en la oferta futura de los demás recursos energéticos.

Al llegar a los cinco años, el gas natural representa alrededor del 30% de la producción de generación eléctrica en el país, magnitud que supera largamente a lo que antes del año 2004 se producía mediante este combustible. Asimismo, esta nueva fuente de energía ha permitido que hoy más de 15,000 usuarios disfruten en sus casas y comercios de los beneficios del gas natural y que cerca de 80,000 vehículos circulen utilizando el gas natural como combustible, que además de limpio y confiable es también económico.

Sin embargo, la introducción del gas natural en la matriz energética peruana no ha estado exenta de situaciones propias de un crecimiento con corto tiempo de maduración. Inicialmente se presentaron problemas de estabilidad de los ductos que luego de haberse tomado las medidas preventivas y correctivas, se transformaron en la necesidad de contar con una mayor infraestructura para incrementar la capacidad de transporte del gas natural y de los líquidos del gas natural; en este último caso, se tuvo que ampliar la planta de procesamiento.

Al completar los cinco años, todavía el gas natural sigue siendo un desafío, en todas sus dimensiones, pues surgen las lógicas necesidades de usar el gas natural en sus diversas aplicaciones; algunas de las cuales ya se encuentran en pleno proceso de diseño o de construcción: Gas Natural Licuado (GNL), Petroquímicas, entre otras. Estas aplicaciones, en adición a la demanda propiamente dicha, requieren de condiciones de confiabilidad, calidad, entre otros; lo cual implica, la necesidad de construir nuevas condiciones normativas, técnicas y de infraestructura que puedan soportar el crecimiento de esta industria con miras a su sostenibilidad en el largo plazo.

En ese sentido, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN, seguirá desarrollando la función de supervisar y verificar el cumplimiento de las normas y compromisos contractuales que las empresas concesionarias u operadoras de las instalaciones dedicadas al gas natural asumieron con el Estado Peruano, a través de la firma de los contratos de concesión.

En tal sentido, esperamos contribuir en la formación de la "Cultura del Gas Natural" aportado a través de nuestra revista especializada **GN - La Revista del Gas Natural**, cuyo objetivo es poner a disposición de los diferentes agentes, un medio para compartir y difundir el conocimiento del mercado actual y comunicar las nuevas propuestas que mejoren la situación actual.

En este primer número, los temas fundamentales se han centrado en el Acceso al Mercado, la Calidad del Servicio, la Comercialización del Gas Natural y el Régimen Tarifario. Asimismo, se ha incluido - la Petroquímica y el tema Ambiental, temas que están vinculados con el crecimiento, experiencias, así como nuevos desarrollos en el uso de esta nueva fuente de energía. Para llevar a buen término tal finalidad hemos contado con la entusiasta participación de un selecto grupo de profesionales representativos de los diversos agentes que conforman la cadena de valor de industria del gas natural, quienes accedieron a colaborar en esta publicación.

GN - La Revista del Gas Natural, es un medio que OSINERGMIN pone a disposición de la industria, a través del cual se podrá dar a conocer la realidad y las propuestas de los agentes, sobre la base de artículos técnicos y legales, al cual están cordialmente invitados a participar y contribuir.

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.

Índice

I. Entrevistas

- La Gestión Coordinada del Uso del Suelo y Subsuelo: Estrategias para Reducir el Daño por Terceros en las Infraestructuras de Servicios Públicos
Entrevista a Alfredo Dammert Lira 6
- Régimen de Supervisión de las Actividades de Gas Natural a través de Empresas Supervisoras de Nivel A y B y Empresas Inspectoras
Entrevista a Julio Salvador Jácome 12

II. Acceso al Mercado

- Aspectos Esenciales del Gas Natural: Un Enfoque que Contribuye a Promover su Desarrollo / *Omar Chambergo Rodríguez* 18
- Cálida y su Experiencia en la Distribución del Gas Natural en Lima y Callao / *Ernesto Córdova Macías* 30
- Retos a Nivel Latinoamericano para el Acceso al Mercado del Gas Natural / *Rosendo Ramírez Taza* 52
- Análisis de las Políticas Energéticas en los Estados Unidos y Europa / *Gerardo Fernández Farfán* 68

III. Calidad del Servicio

- Mejora de la Calidad de Vida en el Perú: El Rol del Uso del Gas Natural / *Victor Fernández Guzmán* 86
- El Transporte de Hidrocarburos por Ductos: El Desarrollo del Gas Natural en el Perú / *Renzo Viani Velarde* 108
- Sistema de Integridad de Ductos / *Mauricio Teutónico* 122
- Calidad del Gas Natural. Algunos Aspectos a Considerar para Prestar con Calidad el Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos / *Guillermo Díaz Andrade* 134
- Regulación del Servicio de Gas Natural por Indicadores de Calidad / *Daniel Rodríguez Villafañe* 146

IV. Comercialización

- El Rol del Gas Natural Vehicular (GNV) como Factor del Cambio de la Matriz Energética en el Perú / *Carlos Villalobos Dulanto* 164
- Obtención de Gas Natural Licuado Presurizado (GNLP) desde Gasocentros de GNV y Estaciones de Compresión de Gas Natural / *Hugo Talavera Herrera* 176

V. Régimen Tarifario y Sistema Energético

- Las Tarifas de Distribución de Gas Natural en el Perú. Marco Conceptual / *Luis A. Espinoza Quiñones* 188
- El Gas Natural de Camisea y la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional: Temas pendientes / *Jaime Guerra Montes de Oca* 204

VI. Petroquímica

- Petroquímica en Brasil y sus Ventajas Frente a los Modelos Adoptados en América Latina / *Carlos Alberto Brenner* 210

VII. Ambiental

- Pasado, Presente y Futuro de la Institucionalidad Ambiental en el Perú / *Martha Aldana Durán* 226

La Gestión Coordinada del Uso del Suelo y Subsuelo:

Estrategias para reducir el daño por terceros en las infraestructuras de servicios públicos

Entrevista al ingeniero Alfredo Dammert Lira,
Presidente del Consejo Directivo del OSINERGMIN

Por: Alberto Cairampoma y Valeria Moyano

Colorado, Estados Unidos, 09:00 horas. Los señores Smith se levantaron muy temprano pues decidieron que es un buen día para remodelar su jardín. Mientras buscan el teléfono de un especialista en la sección construcciones de la guía telefónica, encuentran un aviso a mitad de página que dice: “¿Vas a excavar pronto? ¡Llama al 811 antes de excavar!” La remodelación tendrá que esperar un poco, pero es por nuestra seguridad”, dice la señora Smith, mientras levanta el teléfono para llamar al Call Center de su localidad.

Cercado de Lima, Perú, 09:00 horas. La empresa “Construye” inicia un nuevo día de trabajo en la vía pública para reemplazar algunas tuberías instaladas en Cercado de Lima. Durante la excavación, uno de los operarios perfora la tubería de gas natural de la localidad, a pesar de que la misma se encontraba debidamente identificada con las cintas de seguridad instaladas por la empresa concesionaria. Ninguno de los que trabajaba en el proyecto se preocupó por

averiguar si en la zona de trabajo existían tuberías de agua, gas o cables eléctricos. Ahora, no sólo el proyecto quedará detenido, sino que se ha puesto en riesgo a toda la comunidad; ello, sin contar los altos costos de reparación de las instalaciones dañadas y la afectación del suministro de gas natural a las viviendas y empresas de la zona. ¿Quiénes resultaron perjudicados? Todos.

Éstas son dos realidades diferentes, pero que se encuentran vinculadas a una misma actividad: la ejecución de una obra de excavación.

La problemática de daños por terceros en las infraestructuras de servicios públicos es una realidad. De acuerdo con la Oficina de Seguridad de Ductos del Departamento de Transporte de los Estados Unidos, el 59% de los daños a las instalaciones de los sistemas de distribución de gas natural de dicho país son ocasionados durante excavaciones o a consecuencia de terceros.¹

(1) Para mayor información, consultar <http://www.phmsa.dot.gov/pipeline/library/data-stats>.



Alfredo Dammert Lira

Ingeniero Industrial de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con una maestría en Ingeniería Química y un Ph.D. en Economía de la Universidad de Texas. Obtuvo también un certificado en Economía de la Universidad de Bologna, Italia.

Ha ejercido la docencia en universidades del Perú y los Estados Unidos y ha ocupado altos cargos de dirección en diversas instituciones como el Banco Industrial del Perú, MINPECO, CENTROMIN PERU y Berisford Perú. También se desempeñó en el Banco Mundial, Washington U.S.A. como Especialista en Desarrollo de Sector Privado en las Oficinas Regionales de Latinoamérica y Sureste Asiático. Actualmente es Presidente del Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN

En nuestro país, desde la llegada del gas natural a nuestras ciudades, hemos sido testigos de algunos incidentes menores que han comenzado a generar alarma en la población. Ello no significa necesariamente que las medidas de seguridad que toman los operadores para instalar las infraestructuras de servicios públicos, entre otras, las de gas natural, sean deficientes, sino, que aún es necesario implementar mecanismos de coordinación entre todos los actores involucrados en la ejecución de obras e instalación de infraestructura en el espacio público.

Ante esta situación, es necesario desarrollar estrategias que permitan reducir los daños por terceros en las infraestructuras de los diferentes servicios públicos. Por ello, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) ha elaborado 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 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 que éstos puedan identificar y promover las mejores prácticas en el marco de dichas actividades.

Este proyecto busca contribuir con las acciones de coordinación para la ejecución de obras públicas; prevenir la ocurrencia de daños a la infraestructura de los servicios públicos, minimizando el riesgo de interrupción de los mismos; y sobre todo, proteger la vida, la salud de las personas y el medio ambiente.

Para conocer más acerca de la propuesta, conversamos con el Ingeniero Alfredo Dammert Lira, Presidente del Consejo Directivo del OSINERGMIN.

El crecimiento de nuestras ciudades genera a su vez un crecimiento de la demanda de servicios básicos por parte de la población, ello impulsa el desarrollo de infraestructura y la realización de obras públicas. En este contexto, los inversionistas y ejecutores de proyectos realizan constantemente excavaciones en el suelo y el subsuelo.

A.D: Efectivamente. En el Perú, a diario se hacen muchas excavaciones, en su mayoría vinculadas a los servicios públicos, como la distribución de gas natural o el suministro de electricidad. Y en algunos casos, a consecuencia de dichas excavaciones, hemos sido testigos de varios incidentes, aunque sin consecuencias serias. También se han presentado accidentes por excavaciones vinculadas a servicios públicos que han tenido resultados muy graves.

Por eso, desde el OSINERGMIN hemos estado investigando qué es lo que se está haciendo en el extranjero para prevenir estos accidentes y reforzar la seguridad de las instalaciones de servicios públicos. Por ejemplo, hace algunos años una delegación de nuestra institución viajó a Canadá, en atención a que nos enteramos que en ese país hay una entidad que regula el uso del suelo y del subsuelo. Ésta actúa cuando una persona va a realizar una excavación, no solamente para líneas eléctricas o ductos, sino inclusive en los jardines de las casas; su trabajo consiste en verificar si en la zona proyectada para la excavación se encuentra instalada otra línea eléctrica, tubería o cualquier estructura en el subsuelo que pudiera generar un peligro para el que va a excavar o para los vecinos, e indica su ubicación a la persona que va a hacer la excavación. Si verifica la ausencia de peligros, la entidad comunica que no hay ningún cruce o superposición con otras infraestructuras y que puede proceder con la ejecución del proyecto.

¿Es importante implementar una adecuada gestión del uso del suelo y subsuelo?

A.D: Efectivamente. Tener una entidad que administre el uso del suelo y el subsuelo es importante, no solamente porque ayudará a prevenir la ocurrencia de accidentes, como los que ya se han dado en nuestro país, sino también porque permitirá que la instalación de redes de gas natural y líneas eléctricas, entre otras infraestructuras de servicios públicos, sean ordenadas, facilitando de ese modo su ubicación.

Un elemento contemplado en el Proyecto de Ley es la creación del SINAGUS, un sistema funcional que estaría compuesto por los organismos reguladores, los ministerios que gozan de competencias normativas sobre los servicios públicos, los gobiernos regionales y locales, el INDECI y la Presidencia del Consejo de Ministros, como ente rector. ¿Cuál sería el rol que desempeñaría cada una de estas entidades?

A.D: Hay diferentes aspectos sobre el rol de las entidades que conformarían el SINAGUS. De todas aquellas entidades que podrían tener una vinculación con los servicios públicos, se tiene que seleccionar aquellas con mayor experiencia, pues de lo contrario podría haber demasiadas instituciones involucradas con la implementación de la propuesta.

Los municipios, por un lado, realizan constantemente obras en el suelo y subsuelo, y también otorgan a terceros los permisos para dichos trabajos, por lo que es importante que estén involucrados. De otro lado, están los ministerios, quienes deberían jugar un rol mas bien normativo respecto de aquellos sectores bajo su ámbito de competencia, implementando a través de normas las buenas prácticas existentes en las actividades, como por ejemplo, emitiendo directivas sobre las líneas eléctricas y ductos de gas formuladas por el Ministerio de Energía y Minas, o directivas respecto al agua y saneamiento emitidas por parte del Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento, entre otras.

Pero desde el punto de vista de la implementación del SINAGUS, yo pensaría que el rol principal debería recaer sobre todo en la Presidencia del Consejo de Ministros, encargada de la coordinación entre todas las entidades del sistema; en los organismos reguladores y en los municipios.

Éstos deberían ser los actores principales en la implementación de una estrategia de gestión de uso del suelo y subsuelo.

Bajo este contexto ¿Cuál es el rol que les compete a los organismos reguladores, como el OSINERGMIN?

A.D: Los organismos reguladores tenemos varias funciones, entre ellas la supervisión, para velar principalmente por la seguridad. La gestión de suelos y subsuelos apunta propiamente a eso, a fortalecer la seguridad de las instalaciones de servicios públicos, previniendo daños a dichas instalaciones, minimizando el riesgo de interrupción de los servicios públicos y, por consiguiente, protegiendo la vida, la salud de las personas y el medio ambiente. Al final, con un sistema que determine los principios y reglas para el uso del suelo y del subsuelo y una entidad que lo gestione, se logrará reducir uno de los problemas de seguridad más importantes, aquel vinculado con las excavaciones y su afectación a las líneas y redes de servicios públicos.

Otro de los elementos que ha sido contemplado en el Proyecto de Ley está vinculado a la participación de los operadores de servicios públicos agrupados en la CONAGES. ¿Por qué es importante la participación de los operadores?

A.D: Los operadores, que son quienes administran las redes y gestionan las obras de excavación, participarán de diversas formas, principalmente, aportando sugerencias y sus buenas prácticas, debido a que conocen el estado de las redes y la información sobre su ubicación y medidas de seguridad en su operación y, de ese modo, cuando tengan que hacer las excavaciones, serán ellos quienes tomen y den información para el funcionamiento del sistema. En ese sentido su participación es importante.

Como bien ha señalado, el Proyecto ha sido elaborado sobre la base de experiencias en otros países. De esas experiencias se ha rescatado un mecanismo novedoso: la implementación de un Centro Único de Atención de Llamadas, que será administrado por la CONAGES. Así, cualquier persona que planifique hacer una excavación en



el suelo y el subsuelo, antes del inicio de obras, deberá comunicarse con este Centro y hacer de su conocimiento la ubicación del proyecto. ¿Cuáles serán las acciones a tomar al momento de recibir las comunicaciones?

A.D: Supongamos que una empresa de electricidad va a instalar un nuevo cable. Esta empresa tendría que comunicarse con el Centro Único de Atención de Llamadas para darle las coordenadas de ubicación del nuevo cable para que, a su vez, el Centro transmita esta información a los operadores y estos puedan identificar si en la zona en la cual se realizará la excavación existen redes o infraestructura de servicios públicos o no y si es necesario demarcar su ubicación. De esta manera, el inversionista sabrá si su proyecto es adecuado o si tiene que variar la ubicación del trazo del cable y tomar medidas de seguridad adicionales.

Ahora bien, el Centro Único de Atención de Llamadas debe tener un tiempo límite para dar respuesta a las atenciones. Además, no sólo se deberían recibir notificaciones a través de llamadas, sino también a través de la web u otros mecanismos de fácil acceso, siempre que permitan a los operadores tener una respuesta inmediata a las comunicaciones.

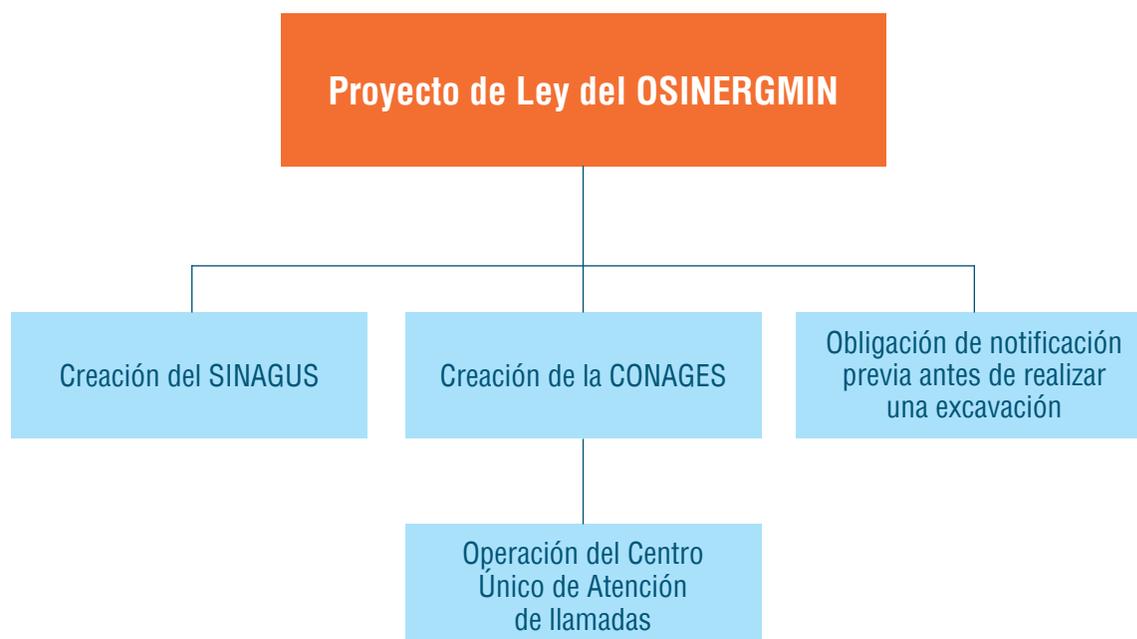
Por lo que hemos visto, para que el proyecto funcione se requiere del levantamiento de información sobre la ubicación de las redes e infraestructura de servicios públicos existentes.

A.D: Ese es el punto de partida y a la vez el principal problema: el levantamiento de información. Por un lado, puede ser una desventaja de nuestro país respecto, por ejemplo, a países como Canadá: tenemos un vacío de información sobre las redes antiguas. Sin embargo, en nuestro país hay menos redes, por lo que vamos a tener que manejar menos información, y desde ese punto de vista resulta una ventaja que, para comenzar con el proyecto, va a ser muy importante.

Dentro del ámbito de aplicación del Proyecto de Ley elaborado se están incluyendo las actividades de transporte de gas natural por ductos, distribución de gas natural por ductos, transmisión de electricidad, distribución de electricidad y alumbrado público, agua potable y saneamiento y telecomunicaciones.

A.D: Es correcto, se están incluyendo todas esas actividades. Lo que todavía queda por definir es la implementación de la propuesta. Sobre ello, hay varios temas pendientes: primero, si la CONAGES va a ser una entidad independiente, con fondos y organización propios; en segundo lugar, y muy importante, está el tema de cómo conocer la ubicación de las líneas y redes antiguas sobre las cuales no se tiene mucha información, respecto a ello se tendrá que ver cómo solucionar este tema; y, finalmente, un tema primordial es la capacitación para aquellos que estén a cargo de la CONAGES, integrantes que hagan de ella una entidad efectiva y eficiente.

Proyecto de Ley del OSINERGMIN



El pasado mes de junio, a través de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, el OSINERGMIN logró su afiliación como Socio Internacional del Common Ground Alliance – CGA, entidad de los Estados Unidos de Norteamérica encargada de la gestión de suelos y subsuelos en dicho país, que promueve la prevención de daños en las infraestructuras de servicios públicos. ¿Cuál es la importancia de este gran paso dado por el OSINERGMIN? ¿En qué nos beneficiará?

A.D: Indudablemente, cuando existe una entidad que cuenta con la tecnología y el *know how* para la implementación y operación de un proceso, contar con su asesoría ayuda mucho a comenzar más rápido

un proyecto, pues de ella se toma la experiencia y lecciones aprendidas.

El apoyo que nos dará la CGA no sólo consistirá en el intercambio de información, pues nos permitirá acceder a las buenas prácticas y nuevas tecnologías para la prevención de daños a la infraestructura de los servicios públicos, y difusión de su implementación y uso en el país; sino también en la realización de actividades de capacitación, a partir de la visita de oficiales de dicha entidad a nuestro país; todo ello nos será sumamente útil para contribuir con mejoras vinculadas a la gestión del uso del suelo y el subsuelo en el Perú.

El SINAGUS busca:

- Promover el uso coordinado del suelo y del subsuelo para la ejecución de obras de servicios públicos.
- Promover un sentido de responsabilidad compartida en la protección de las instalaciones de servicios públicos.
- Dictar normas para implementar y estandarizar las buenas prácticas de los operadores.
- Diseñar y aprobar los instrumentos de gestión que propicien la ecoeficiencia en el uso del suelo y del subsuelo.

11

La CONAGES estaría encargada de:

- Administrar el Centro Único de Atención de Llamadas.
- Promover la investigación en el campo de la seguridad y prevención de daños a la infraestructura de servicios públicos.
- Identificar y difundir las buenas prácticas de los operadores nacionales e internacionales en materia de seguridad y prevención de daños.
- Desarrollar y conducir campañas educativas y publicitarias para la difusión de las buenas prácticas de los operadores de servicios públicos.

Régimen de Supervisión de las Actividades de Gas Natural a través de Empresas Supervisoras de Nivel A y B y Empresas Inspectoras

Entrevista al ingeniero Julio Salvador Jácome,
Gerente de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN

Por: Alberto Cairampoma y Valeria Moyano Aquije

12

En la actualidad la industria del gas natural se encuentra en continuo crecimiento y en los últimos años se ha posicionado como una de las actividades energéticas más importantes en la dinámica nacional.

Al tratarse de una actividad nueva y dado el desarrollo técnico vinculado a dicha industria, así como el incremento sustancial del número de agentes que participan en ella, el OSINERGMIN ha puesto especial atención en la propuesta y elaboración de los instrumentos normativos necesarios para garantizar que el crecimiento de las actividades de gas natural se realice bajo las mejores condiciones de seguridad.

En este sentido, en el año 2008, a propuesta de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, el Consejo Directivo del OSINERGMIN aprobó un paquete normativo cuyo objetivo principal es permitir a este organismo contar con reconocidas empresas, nacionales y extranjeras, expertas en las labores de inspección (certificación) de las actividades de gas natural, acreditadas por el Organismo Nacional de

Acreditación del INDECOPI o un organismo extranjero de acreditación homólogo a éste; coadyuvando de esta manera a la labor de supervisión preoperativa de las actividades de explotación, procesamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural, que viene realizando a la fecha el OSINERGMIN.

El mencionado paquete normativo incorpora dos nuevas categorías dentro del Registro de Empresas Supervisoras del OSINERGMIN: a las Empresas Supervisoras de Nivel A y a las Empresas Supervisoras de Nivel B. Éstas se encargarán de certificar que el diseño y construcción de las instalaciones de las actividades de explotación, procesamiento, transporte y distribución de gas natural cumplen con las disposiciones técnicas y de seguridad aplicables.

Asimismo, se ha creado el Registro de Empresas Inspectoras de Actividades de Comercialización de Gas Natural y se ha dispuesto que estas empresas certifiquen que el diseño y construcción de las instalaciones utilizadas para las actividades de Gas Natural Vehicular, Gas Natural Comprimido y Gas



Julio Salvador Jácome

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 ESAN y estudios de Doctorado en Administración y Dirección de Empresas en ESAN/ESADE. Candidato PhD. Ejerce la docencia como Profesor Principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la UNI.

Cuenta con experiencia gerencial en planificación, gestión, dirección y evaluación en empresas públicas y privadas del sector energía y educación. Se ha desempeñado como Jefe de la Oficina de Calidad y Procesos de la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A., ejecutivo del Proyecto de Mejoramiento de la Calidad de la Educación Peruana para el Ministerio de Educación. Ha realizado consultorías especializadas en el tratamiento y formulación de tarifas de energía eléctrica. 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.

Natural Licuefactado cumplen, a su vez, con los requerimientos técnicos y de seguridad vigentes. Bajo este nuevo esquema de supervisión sustentado en el apoyo de reconocidas empresas, nacionales y extranjeras, expertas en las labores de inspección (certificación), para la aprobación de los correspondientes Informes Técnicos Favorables, el OSINERGMIN usará como sustento los resultados de la inspección o certificación previamente realizada por las mencionadas empresas.

Para conocer más sobre el nuevo régimen de supervisión implementado por el OSINERGMIN, conversamos con el Ingeniero Julio Salvador Jácome, Gerente de Fiscalización de Gas Natural.

El año 2008, la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural propuso la implementación de dos nuevas categorías de Empresas Supervisoras, de Nivel A y B, en el Registro de Empresas Supervisoras del OSINERGMIN y, adicionalmente, la creación de un Registro de Empresas Inspectoras. ¿En qué consisten estas modificaciones y cuáles son los objetivos de las mismas?

J.S: En principio, debemos precisar que las modificaciones planteadas en torno a las empresas supervisoras e inspectoras están comprendidas dentro del concepto general de certificaciones. Cuando hablamos de certificaciones nos referimos al hecho de establecer las condiciones mínimas, confiables y de mercado, que puedan hacer que las empresas desarrollen prácticas apropiadas y seguras en la operación de sus instalaciones.

En cuanto a la implementación de las certificaciones para las actividades de gas natural, el año pasado iniciamos un proceso que continúa desarrollándose. El primer paso ha consistido en la creación de estos dos niveles de Empresas Supervisoras (Nivel A y B) para las actividades de explotación, procesamiento, transporte y distribución de gas natural y de las Empresas Inspectoras para las actividades de Comercialización de Gas Natural, es decir, Gas Natural Vehicular, Gas Natural Comprimido y Gas Natural Licuefactado. Esperamos que en el futuro la certificación pueda ser una práctica común en el país y se desarrolle como una solución del mercado para garantizar la seguridad de las actividades productivas, dejando al Estado atender su función supervisora.

Entonces, en base a ello, ¿podemos afirmar que contar con este tipo de empresas, supervisoras e inspectoras, permite garantizar mayor confiabilidad sobre el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad en la ejecución de proyectos de gas natural?

J.S: La industria energética del país está creciendo y para que el Estado pueda cumplir adecuadamente su función supervisora tendría que crecer a la par con los operadores. Sin embargo, el Estado no puede crecer tanto como la industria; por ello, necesitamos desarrollar un sistema normativo -que es el que estamos proponiendo con las certificaciones – que nos permita contar con empresas -grandes y pequeñas, nacionales y extranjeras- que certifiquen el cumplimiento de las normas técnicas y de seguridad, garantizando en todos los casos, la idoneidad de estas empresas y, adicionalmente, de los profesionales que tienen que hacer estas certificaciones.

Por ejemplo, en el caso de los proyectos grandes, de los cuales existen uno o dos en el país y requieren de mucha especialización, consideramos que debemos aprender de la experiencia externa y, por ello, estamos convocando la participación de empresas extranjeras con un reconocimiento y de nivel suficientemente confiable en el mundo para que puedan trabajar aquí.

La idea fundamental de la implementación de las certificaciones apunta a que la industria crezca de forma segura, se cumplan condiciones y requisitos mínimos para poder desarrollar una actividad dentro del punto de vista técnico, de seguridad y eventualmente de contingencias y, finalmente, se apliquen buenas prácticas en el sector.

Dentro de este nuevo régimen de supervisión, ¿Cuál es el rol de OSINERGMIN y, concretamente, de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural?

J.S: Bueno, nuestro interés es que, en primera instancia, las prácticas internacionales se repliquen y desarrollen en nuestro país, adaptándose a nuestra realidad; y en segunda, que aprendamos de la experiencia de los profesionales especialistas extranjeros; en ese sentido, consideramos que el Estado, las empresas y profesionales nacionales deben participar no solamente en estos procesos,

sino adicionalmente, en la formulación de las normas y la mejora de las mismas.

Dentro de ese contexto, uno de los roles del OSINERGMIN es impulsar la creación de este marco normativo y de las condiciones necesarias para que las mejores prácticas internacionales no sólo sean deseables sino también exigibles en el país; a través de la elaboración de normas y propuestas que puedan ser incorporadas como parte del marco jurídico de nuestro país.

Y el segundo aspecto a tomar en cuenta tiene que ver con el modo con el garantizamos que las reglas del mercado de las certificaciones sean creíbles porque en algunos momentos este concepto, al menos en nuestro país, no se vio bien, en el sentido en que podía haber una condición de interés, de juez y parte. Al respecto, nosotros en OSINERGMIN, como parte del Estado, procuramos que las propuestas que se vienen implementando sean de lo más transparente para evitar que los certificados pierdan el atractivo técnico y más bien vayan por un tema más económico. Nuestra función aquí es que el sistema funcione de la forma más transparente y correcta posible.

En las modificaciones planteadas al régimen de supervisión de las actividades de gas natural, se ha establecido que las certificaciones se apliquen a la etapa preoperativa de los proyectos relacionados a las actividades de gas natural. ¿Cuál es el motivo de esta decisión? ¿Se ha planificado la aplicación de certificaciones en la etapa operativa?

J.S: En la normativa actual se ha establecido que OSINERGMIN debe emitir informes técnicos, específicamente para la parte preoperativa, de manera previa a la autorización de una instalación de gas natural. Una vez emitidos estos informes, los mismos no son revisables; éste es el caso de los Informes Técnicos Favorables, los cuales una vez emitidos ya no vuelven a ser revisados.

Al respecto, puede no resultar muy creíble, más aún cuando estamos hablando de la industria de gas natural, que las diferentes empresas operadoras puedan garantizar la idoneidad de una instalación de por vida con una única certificación; sin embargo, lo que sí es creíble es que los operadores

de las instalaciones en el país, haciendo uso de las certificaciones en la etapa operativa, puedan darnos muestras continuas de condiciones de operación adecuadas, más aún cuando hay zonas de riesgo para la vida, para los bienes o para el medio ambiente.

En base a esta premisa, nuestra inquietud y deseo es que se generalice el tema de la certificación, extendiéndose de la etapa preoperativa a la etapa operativa de un proyecto, como ya se está ejecutando en el país para las actividades de distribución de gas natural, con las certificaciones que se dan en las viviendas: las normas exigen, cada cinco años, que en los domicilios haya una certificación a fin de verificar que las instalaciones se mantengan adecuadamente. Entonces, la idea es que este concepto lo extendamos a toda la cadena de la industria para que esto pueda ser precisamente una práctica en nuestro país y garanticemos no solamente el inicio de las actividades, a través de la

“Uno de los roles del OSINERGMIN consiste en impulsar la creación de este marco normativo y de las condiciones necesarias para mejores prácticas internacionales”

certificación preoperativa, sino también la operación de las mismas asegurando su desarrollo de forma segura y adecuada.

En las normas propuestas podemos advertir que se ha contemplado la participación de entidades distintas al OSINERGMIN. ¿Qué actores se han involucrado como parte del sistema?

J.S: OSINERGMIN está dando el impulso, pero en este proceso están involucradas otras instituciones, por ejemplo ya contamos con la participación y estamos trabajando de forma conjunta con organismos supervisores del Estado, tal como lo manda la ley, y también con instituciones como

el INDECOPI (Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y Defensa de la Propiedad Intelectual) con quien estamos coordinando de manera bastante cercana la implementación de las certificaciones para gas natural y creo que se están dando pasos bastante sustanciales en este sentido. Por ejemplo, para efectos de los instaladores de gas natural hemos creado en el país el primer nivel de certificación de personas; podemos decir que a nivel nacional tenemos el primer sistema de certificación de personas creado sobre la base de gas natural y en el caso de las demás actividades de la industria estamos desarrollando certificaciones, ya no sólo de procesos sino también ahora de las instalaciones, cubriendo todo el ámbito que la certificación otorga, con el objetivo de poder garantizar al país condiciones seguras en las instalaciones.

En ese sentido, podemos decir que para las actividades de gas natural hemos planificado desarrollar de forma sistemática el tema de certificaciones, considerando para ello la certificación de personas, de procesos y de instalaciones. Con ello podemos brindar las condiciones necesarias para garantizar el desarrollo de una industria pujante, como ahora lo es el gas natural, especialmente en materia de seguridad, de modo que todos podamos estar tranquilos.

Este nuevo régimen de supervisión se viene implementando para las actividades de gas natural, ¿existe alguna perspectiva de ampliar el ámbito de aplicación a otras actividades supervisadas por OSINERGMIN?

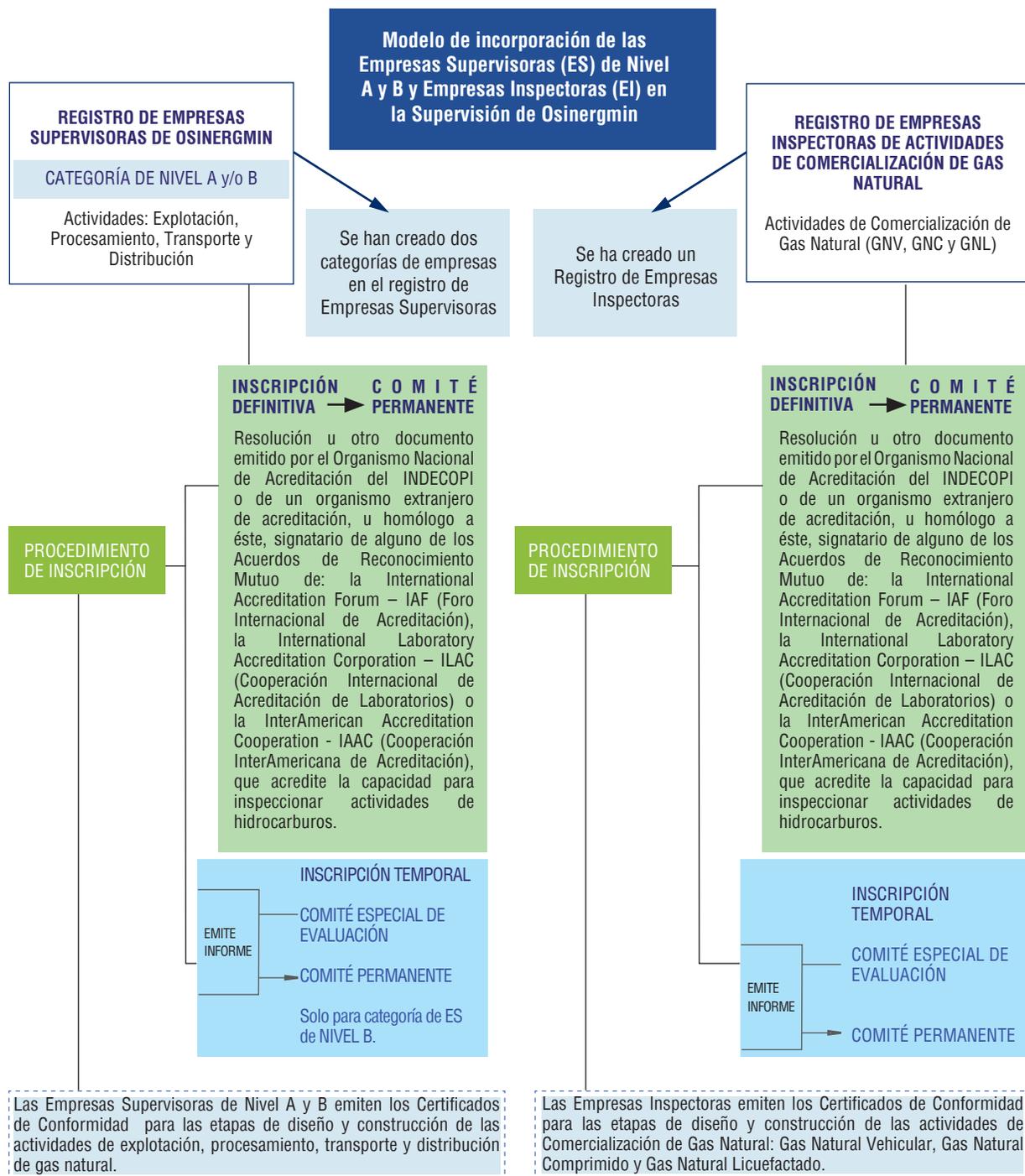
J.S: La idea es desarrollar prácticas que puedan ayudar a la labor del Estado en general, en este caso concreto la de OSINERGMIN; sin embargo, los mayores avances los hemos tenido en el caso del gas natural y, no obstante, tenemos entendido que otras gerencias se encuentran interesadas en el tema e incluso es posible extender este tipo de prácticas a otras industrias.

Hemos conversado sobre los beneficios para el Estado del régimen de supervisión implementado, ahora cabe preguntarse ¿cuáles son las ventajas que tiene para una empresa ser considerada como Empresa Supervisora de Nivel A o B, o Empresa Inspectoras de las Actividades de Comercialización de Gas Natural?

J.S: Primero, debemos tener en cuenta que en nuestro país, en el caso de las actividades de hidrocarburos, tenemos poca experiencia en el tema de las certificaciones, por lo que podemos decir que se trata de un campo nuevo en el cual pueden incursionar muchas empresas y profesionales, cuyo mercado no se restringe solamente al ámbito nacional. Sobre la base de estas premisas pensamos que con el impulso que le estamos dando al tema se pueda generar una nueva especialidad y oportunidades para

nuestros profesionales en el campo de la supervisión o certificación, propiamente dicho.

Resulta una experiencia muy interesante construir nuevos sistemas, nuevos procesos, nuevas posibilidades en cuestiones que ya existen y podemos sacarles provecho. Las certificaciones son un tema que se debe implementar e impulsar porque es necesario, no solamente por la tranquilidad del país, sino por el desarrollo mismo de nuestros profesionales.



Acceso al Mercado





Aspectos Esenciales del Gas Natural: Un Enfoque que Contribuye a Promover su Desarrollo

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ
(PERÚ)

Omar Chambergo R.

Ingeniero Petroquímico de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con MBA, en curso de la Universidad ESAN. Cuenta con capacitaciones internacionales en USA, Chile y Colombia. Es miembro afiliado al American Society Mechanical Engineer (ASME).

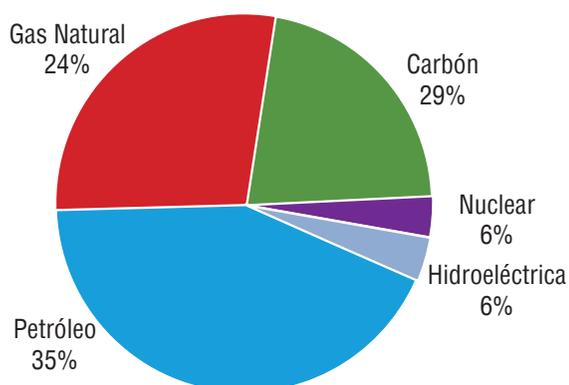
Cuenta con 19 años de experiencia en empresas del subsector de hidrocarburos en los que llegó a ocupar cargos gerenciales; su especialidad es Procesamiento de Gas Natural y Petróleo. Actualmente se desempeña como Asesor Técnico de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN.

1. Los Hidrocarburos: Primera Fuente de Energía

El desarrollo de un país está ligado a un adecuado aprovisionamiento y acceso oportuno a los diversos tipos de energía existentes, pues la disponibilidad de ésta juega un rol fundamental en la vida y economía de un país. Es prácticamente imposible el desarrollo de un país si no dispone de fuentes de energía seguras y a costos razonables, en línea con lo cual, los hidrocarburos (gas natural y petróleo) constituyen la primera fuente de energía del mundo.

Distribución del Consumo Mundial de Energías Primarias

Gráfico N° 1



Fuente: BP Statistical Review 2008



Consumo de Energías Primarias en el Mundo - Dic 2008 (Tonelada de petróleo equivalente)

Tabla N° 1

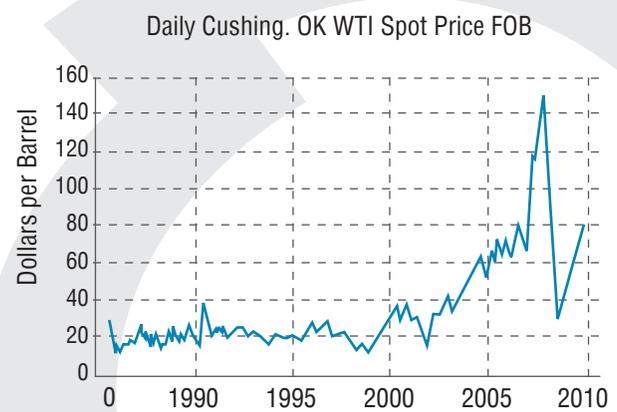
Región	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Nuclear	Hidroeléctrica	Total
África	135,2	85,4	110,3	3,0	22,2	356,0
Sur y Centro América	270,3	128,7	23,3	4,8	152,5	579,6
Medio Oriente	306,9	294,4	9,4	0,0	2,8	613,5
Norte América	1.076,6	751,2	606,9	215,4	148,9	2.799,1
Europa y Eurasia	955,5	1.029,6	522,7	276,7	180,2	2.964,6
Asia Pacífico	1.183,4	436,8	2.031,2	119,8	210,8	3.981,9
TOTAL	3.927,9	2.726,1	3.303,7	619,7	717,5	11.294,9

El Gráfico N° 1 muestra que el consumo de los hidrocarburos representa el 59% del consumo mundial de las energías primarias.

Los hidrocarburos son la primera fuente de energía y un aspecto importante en la formulación de toda política energética de un país está constituido por la planificación, promoción, regulación y supervisión de todas las etapas de la industria de los hidrocarburos, las que deben estar orientadas a lograr una explotación racional de estos recursos, en armonía con aspectos socio ambientales que garanticen su sostenibilidad. Esto es de suma importancia considerando la menor disponibilidad de reservas y los cambios súbitos e impredecibles de los precios de los hidrocarburos en el mundo (ver gráficos N° 2 y 3).

Precios de Petróleo OK WTI

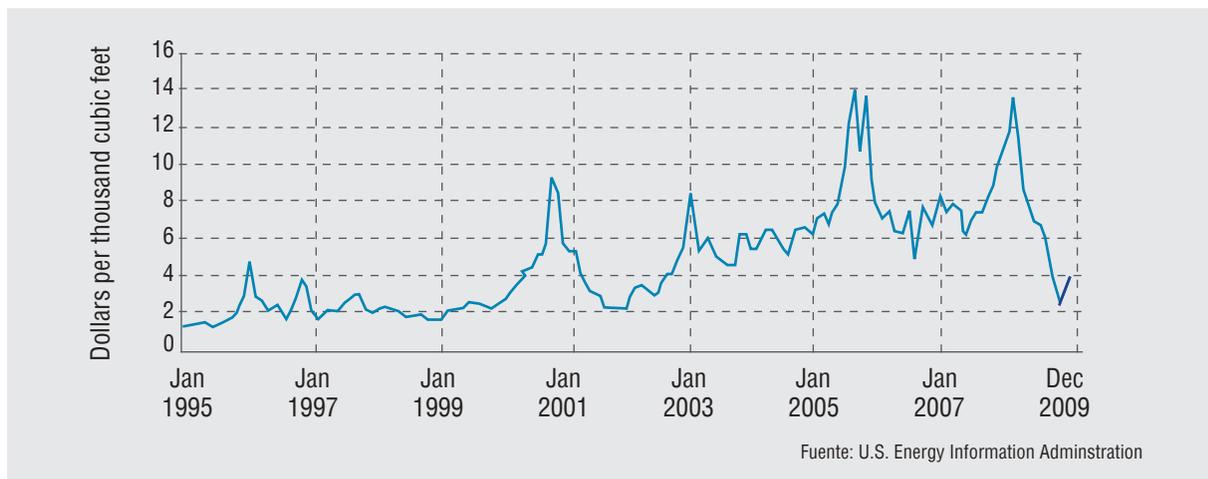
Gráfico N° 2



Fuente: U.S. Energy Information Administration

Precios Henry Hub del Gas Natural

Gráfico N° 3

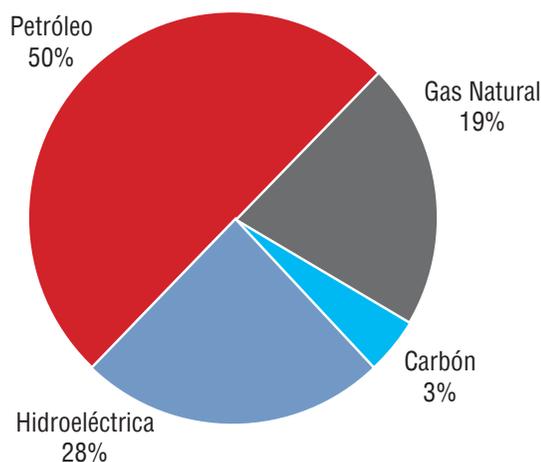


En el Perú, los hidrocarburos, y particularmente el gas natural, constituyen hoy en día un recurso energético (ver gráfico N° 4) que debe contribuir al desarrollo de una política energética basada en la disponibilidad de una energía a menor costo y de menor impacto ambiental, que pueda conjugar satisfactoriamente aspectos tan conflictivos y contradictorios como son la seguridad, la economía y lo socio-ambiental, garantizando así la sostenibilidad de la industria de hidrocarburos.

Actualmente y luego de experimentarse una serie de tendencias del papel del Estado en el sector energético, ha tomado mucha fuerza la posición de un rol altamente protagónico que debe desempeñar éste en el desarrollo de la política estratégica energética de un país, por lo que es necesario que todos los actores que participan directa o indirectamente en el desarrollo de éstas, conozcan conceptos esenciales que les permitan entender el comportamiento y características de las diversas fuentes de energía y les sean de utilidad en el diseño de sus propuestas. En ese sentido, en los siguientes párrafos del artículo vamos a compartir conceptos imprescindibles del diagrama de fases y de las reservas de un yacimiento de gas natural.

Distribución del Consumo de Energías Primarias en el Perú

Gráfico N° 4



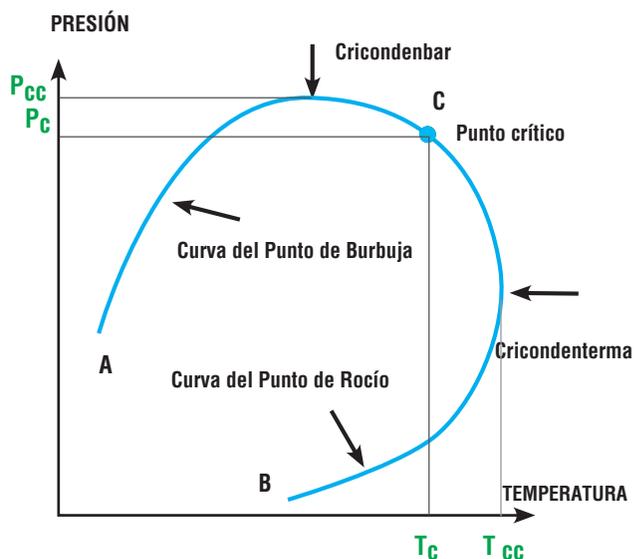
Fuente: BP Statistical Review 2008

2. Diagrama de Fases de un Yacimiento de Gas Natural

Los diagramas de fases son representaciones gráficas que nos permiten observar las regiones de las fases (sólido, líquido, gas) y entender los cambios de fases de la materia de una sustancia en función de las variables elegidas. En el caso de los hidrocarburos el diagrama de fases que más se usa es el P-T (presión - temperatura) que se muestra en el gráfico N° 5.

Diagrama de Fases P-T para Mezclas de Hidrocarburos

Gráfico N° 5



En el gráfico están representados una serie de datos e información que muestran los conceptos más relevantes para entender un diagrama de fases:

- Curva del punto de burbuja (AC): representa todos los puntos en los que, en una mezcla líquida, aparece la primera burbuja de vapor.
- Curva del punto de rocío (BC): representa todos los puntos en los que, en una mezcla gaseosa, aparece la primera gota de líquido.
- Punto crítico (C): es el punto común de las curvas de rocío y de burbuja en el que son indistinguibles el vapor y el líquido. Debemos tener presente que no representa la máxima temperatura o máxima presión de coexistencia del líquido-vapor.
- Cricondenterma (T_{cc}): es la máxima temperatura en la que coexiste la fase líquido-vapor.
- Cricondenbar (P_{cc}): es la máxima presión en la cual coexiste la fase líquido-vapor.

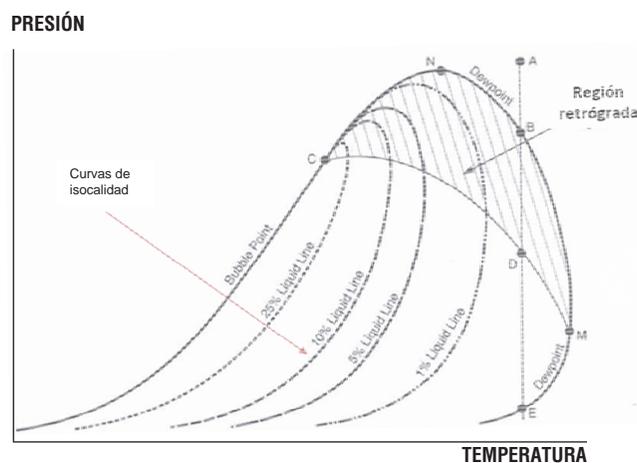
2.1 Proceso de Condensación Retrógada

En una sustancia el cambio de fase de gas a líquido a temperatura constante y con un incremento de presión es conocido como condensación; sin embargo, las mezclas de hidrocarburos presentan un comportamiento particular, conocido como condensación retrógada que se presenta cuando parte del gas condensa como líquido a:

- Temperatura constante, cuando la presión disminuye (Gráfico N° 6), o
- Presión constante, cuando la temperatura aumenta.

Condensación Retrógada Isotérmica

Gráfico N° 6



El proceso de condensación retrógada ABCDE a temperatura constante mostrado en el Gráfico N° 6 se inicia en el punto A, donde el gas se encuentra en la fase monofásica. Cuando se disminuye la presión hasta llegar al punto B comienza la condensación retrógada y continúa mientras se reduce la presión hasta el punto D; luego continúa disminuyendo la presión hasta que sale de la zona retrógada donde se forma menos líquido hasta llegar a E (punto de rocío), donde ya no hay formación de líquido. En este gráfico se muestran las curvas de isocalidad, que representan líneas con porcentajes constantes de líquido que se interceptan en el punto crítico.

2.2 Clasificación de Hidrocarburos en el Diagrama de Fases

Un diagrama P-T genérico para yacimientos (Gráfico N° 7) presenta dos regiones: la monofásica, que se encuentra fuera de la envolvente formada por las curvas de rocío y burbuja, y la bifásica, que está dentro de la envolvente.

Los hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos se clasifican de acuerdo a su comportamiento en él y durante la producción en el diagrama P-T. Así tenemos:

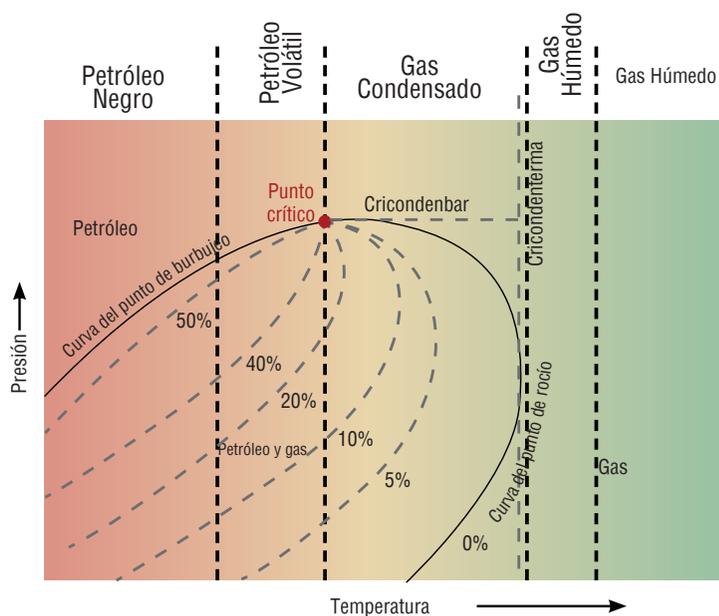
- **Gas seco:** siempre se mantiene en la región monofásica, no ingresa a la región bifásica.
- **Gas húmedo:** se mantiene como sistema monofásico en el yacimiento sin importar el agotamiento de la presión, sin embargo durante la producción cruza la curva de rocío y forma una fase líquida.
- **Gas condensado:** se encuentra en la fase monofásica a temperatura que oscila entre la crítica y la cricondenterma. Durante el agotamiento de la presión a temperatura del yacimiento se forma líquido en el yacimiento (Aguaytía y Camisea).

3. Reservas de Gas Natural

Una adecuada planificación estratégica energética requiere que los gobiernos y los grupos de interés del sector tengan estimados confiables de los volúmenes de petróleo y gas natural que se disponen para producción, y de aquellos que se espera estén disponibles dentro de un tiempo prudencial a través del desarrollo adicional de los yacimientos, los avances tecnológicos o los trabajos de exploración.

Clasificación de hidrocarburos en un diagrama de fases

Gráfico N° 7



- **Petróleo volátil:** reside en la región monofásica, justo a la izquierda del punto crítico. Libera gas conforme el fluido cruza la curva de burbuja durante la producción.
- **Petróleo negro:** existe en la región monofásica a temperaturas del yacimiento considerablemente más bajas que el punto crítico. Durante la producción libera gas en cantidades menores que el petróleo volátil. Una de sus clases es el petróleo pesado que contiene cantidades muy bajas de gas y su fase líquida está formada por componentes de alto peso molecular.

La correcta y oportuna información de datos de las reservas y recursos de los hidrocarburos constituyen un elemento básico y primordial para el cumplimiento de las funciones de supervisión y fiscalización, facilitando las evaluaciones y estudios necesarios a fin de verificar la explotación eficaz y racional de los yacimientos, es decir, a niveles de recuperación con máxima eficiencia (MER: Maximum Efficiency Recovery). En el Perú, el reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N°032-2004-EM del 18 de agosto de 2004, reglamenta la evaluación de la producción con niveles de recuperación a máxima eficiencia (MER).

3.1 Gestión de los Recursos de Gas Natural y Petróleo

Una adecuada gestión de los recursos de gas natural y petróleo requiere de un Sistema de Gestión de Recursos basado en definiciones comunes, para que pueda ser usado consistentemente en la cuantificación de los recursos de gas natural y petróleo (hidrocarburos) tanto por instituciones financieras, organismos gubernamentales (ministerios, reguladores, etc.), así como también por las empresas de petróleo y gas del mundo.

Los beneficios de usar este sistema de aceptación mundial son:

- Mayor consistencia y comparación de los reportes de reservas entre países y compañías.
- Mayor transparencia en el cálculo de las reservas estimadas.
- Estimados más confiables basados en avances tecnológicos y en el uso de mejores prácticas de la industria de los hidrocarburos.

3.2 Principios de Consistencia de un Sistema de Gestión de Recursos de Hidrocarburos

Para que un sistema de gestión de recursos de hidrocarburos sea de aceptación internacional y proporcione información estandarizada sobre las reservas de hidrocarburos, debe cumplir los siguientes principios de consistencia:

- La nomenclatura para estas reservas debe ser ampliamente aceptada por los gobiernos y empresas petroleras.
- Las definiciones deben ser guías estandarizadas para la clasificación y comparación de las reservas.
- Las definiciones de reservas no son de uso obligatorio, sin embargo son adoptadas por la mayoría de países, por tanto es necesaria su internacionalización.
- Cada país debe fijar el criterio exacto para el término “razonable certeza” de la existencia de reservas de gas natural.

- En caso se utilicen métodos probabilísticos, los porcentajes a usar deben ser claramente establecidos.
- Las reservas probadas deben estar basadas en condiciones económicas actuales.
- Las definiciones de reservas no son estáticas y están en evolución en el tiempo.

3.3 Sistema de Gestión de Recursos de Hidrocarburos

El sistema de la gestión de recursos de hidrocarburos que se usa en el país es el Petroleum Resources Management System (SPE-PRMS), desarrollado por SPE (Sociedad de Ingenieros de Petróleo), WPC (Congreso Mundial de Petróleo), AAPG (Asociación Americana de Geólogos de Petróleo) y SPEE (Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo), cuya versión actualizada al presente fue emitida el año 2007.

Logotipos de Identificación de SPE, WPC, AAPG Y SPEE

Gráfico N° 8



Society Petroleum Engineer



World Petroleum



American Association of Petroleum Geologists



Society of Petroleum Evaluation Engineers

Este sistema proporciona un enfoque coherente para estimar cantidades de gas natural y petróleo, evaluando proyectos de desarrollo y presentando resultados dentro de un comprensible patrón de clasificación basado en:

- Definiciones y Clasificación de reservas.
- Metodologías de cálculo de reservas.
- Cuantificación de las reservas.

A continuación vamos a describir los aspectos más relevantes que están contenidos en el

SPE-PRMS y que nos ayudan a comprender la clasificación y la estimación de las reservas de gas natural.

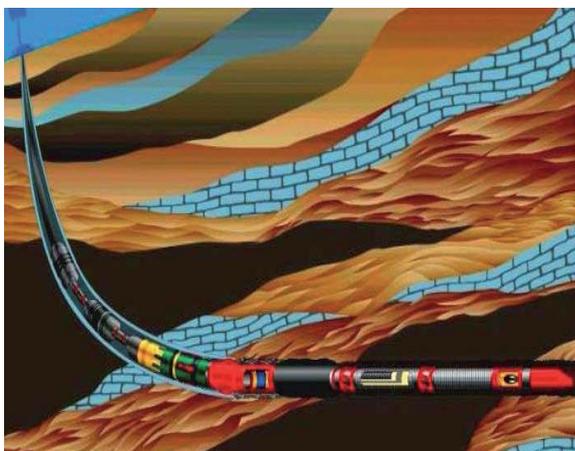
3.4 Patrón de Clasificación de Recursos de Hidrocarburos

Los hidrocarburos son definidos como una mezcla que existe naturalmente tanto en fase gaseosa (gas natural), líquida (petróleo) como sólida (bitumen); también puede contener otros compuestos no-hidrocarburos, como el CO₂, N₂, H₂S y S, los cuales en casos muy raros pueden llegar a constituir más del 50%.

El término “recursos” intenta abarcar todas las cantidades de hidrocarburos existentes en la naturaleza o dentro de la corteza terrestre, descubierto y no descubierto (recuperable y no recuperable), más las cantidades ya producidas. Incluye también toda clase de hidrocarburos si actualmente es considerada “convencional” o “no convencional”.

Pozo de Hidrocarburo

Gráfico N° 9



3.5 Definiciones de los Recursos de Petróleo

Las definiciones que desarrolla el sistema SPE-PRMS son aplicadas tanto a petróleo como a gas natural.

a) Petróleo Total inicialmente en el sitio (TPIIP: Total Petroleum Initially In Place)

Es la cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en acumulaciones producidas

naturalmente. Incluye la cantidad de petróleo que es estimado, a una fecha dada, contenida en acumulaciones conocidas antes de la producción, más las cantidades estimadas en acumulaciones aún no descubiertas (equivalente a “recursos totales”).

b) Petróleo descubierto inicialmente en el sitio

Es la cantidad de petróleo que es estimado, a una fecha dada, contenida en acumulaciones conocidas antes de la producción.

c) Producción

Es la cantidad acumulada de petróleo que ha sido recuperado a una fecha dada. Mientras todos los recursos recuperables son estimados y la producción es medida en función de especificaciones de productos vendidos, las cantidades de producción bruta (ventas más no-ventas) también son medidas y requeridas para apoyar al análisis de ingeniería basado en la edad del reservorio.

Múltiples proyectos de desarrollo pueden ser aplicados a cada acumulación conocida, y cada proyecto recuperará una porción estimada de las cantidades inicialmente en el sitio. Los proyectos se dividen en Comercial y Sub Comercial, con las cantidades recuperables estimadas para ser clasificadas como Reservas y Recursos Contingentes respectivamente.

d) Reservas

Son las cantidades de petróleo que se anticipan como comercialmente recuperables por aplicación de proyectos de desarrollo de acumulaciones conocidas a una fecha dada, bajo condiciones definidas. Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a la fecha de evaluación), basadas en el desarrollo del proyecto aplicado. Las reservas son clasificadas de acuerdo al nivel de incertidumbre asociado con los estimados y pueden ser subclasificadas en función a la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estatus de desarrollo y producción.

e) Recursos contingentes

Son las cantidades de petróleo estimado a una fecha dada, potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas. Pero en este

caso los proyectos aplicables aún no son considerados suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo proyectos para los cuales:

- Actualmente no hay mercados viables.
- La recuperación comercial es dependiente de la tecnología en desarrollo.
- La evaluación de la acumulación es insuficiente para hacer una clara evaluación comercial.

Los Recursos Contingentes son clasificados de acuerdo con el nivel de incertidumbre asociada con los estimados y pueden ser a su vez clasificados en base a la madurez de proyecto y/o caracterizados por su estatus económico.

f) Petróleo no descubierto inicialmente en el sitio

Es la cantidad de petróleo estimado a una fecha dada, contenida dentro de acumulaciones que aún no han sido descubiertas.

g) Recursos futuros

Son las cantidades de petróleo estimado a una fecha dada, potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas por aplicación de proyectos de desarrollo futuro. Los Recursos Futuros tienen asociados tanto un cambio de descubrimiento como

un cambio de desarrollo, son subdivididos de acuerdo con el nivel de incertidumbre asociado con los estimados recuperables asumiendo su descubrimiento y el desarrollo, y pueden a su vez ser clasificados en función de la madurez del proyecto.

h) Irrecuperable

Es la parte de la cantidad de petróleo descubierto o no descubierto Inicialmente en sitio, estimada a una fecha dada y que no puede ser recuperable por el desarrollo de proyectos futuros. Una parte de esa cantidad puede llegar a ser recuperable en el futuro por el suceso de cambios de las circunstancias comerciales o desarrollos tecnológicos; la porción restante nunca puede ser recuperada debido a limitaciones físico/químicas, representadas por interacción subterránea de fluidos y la roca del reservorio.

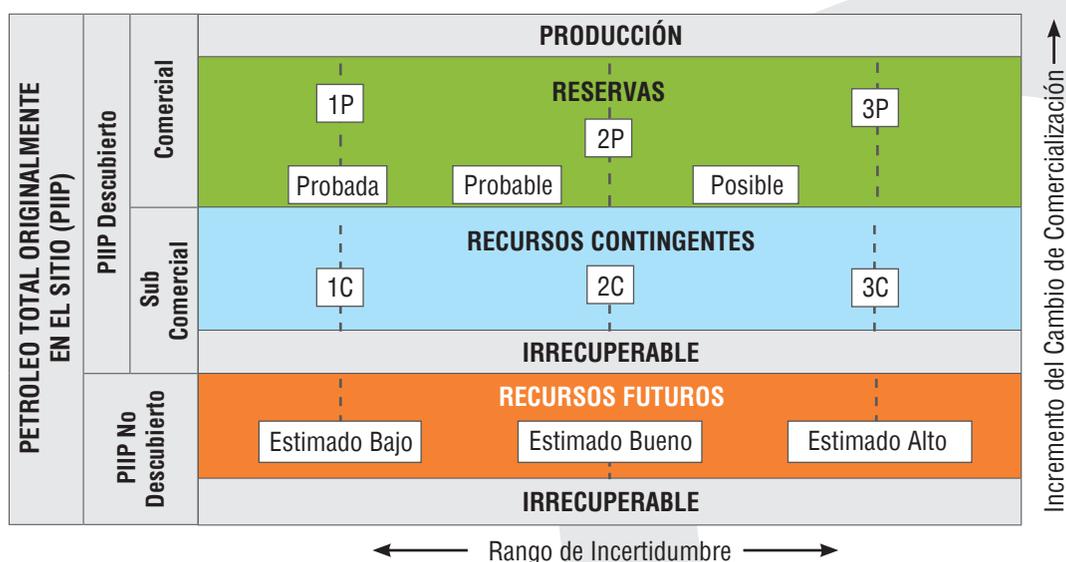
3.6 Clasificación de Recursos

• **Clases por la incertidumbre**

La clasificación se muestra en el Gráfico N° 10, donde el “Rango de Incertidumbre” del eje horizontal refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto; mientras el eje vertical representa el “Cambio de la Comercialización”, que es la oportunidad del proyecto para ser desarrollado y alcanzar el estatus de producción comercial.

Clasificación por incertidumbre

Gráfico N° 10



- **Clases por la madurez del proyecto**
Los proyectos de desarrollo (y las cantidades recuperables asociadas) pueden ser subclasificados de acuerdo al nivel de madurez del proyecto y a las acciones asociadas (decisiones del negocio) que se requieren para moverlo hacia la producción comercial.

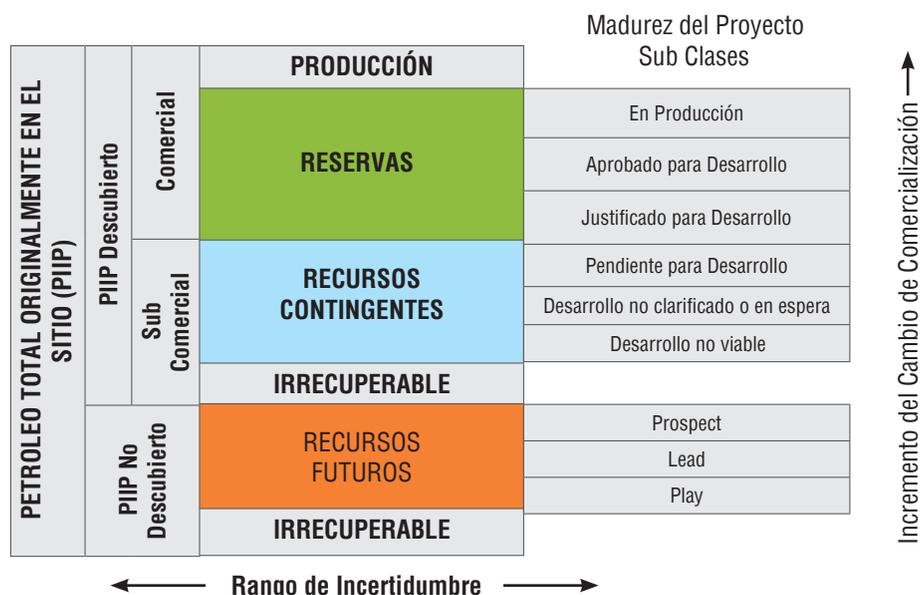
3.8 Clasificación de Reservas

a) Reservas probadas (1P)

Son aquellas cantidades de petróleo que, por análisis de datos geológicos y de ingeniería, se estima con razonable certeza que serán comercialmente recuperables a una fecha dada, de reservorios conocidos

Clasificación por Madurez del Proyecto

Gráfico N° 11



3.7 Métodos de Estimación de Reservas

- **Determinístico**
Llamado así si se obtiene un solo valor para el mejor estimado de reservas, basado en el conocimiento geológico, de ingeniería y datos económicos.
- **Probabilístico**
Recibe esa denominación cuando el conocimiento geológico, de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimados de reservas y sus probabilidades asociadas (probadas, probables y posibles).

Los dos métodos se pueden usar en combinación para asegurar que los resultados de ambos sean más confiables.

y bajo definidas condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales.

Si se usa el método determinístico, el término de razonable certeza se usa con la intención de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si es usado el método probabilístico debe existir al menos un 90% de probabilidad de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o excederán el estimado.

El área del reservorio considerado como probado incluye:

- El área delineada por las perforaciones y definidas por los contactos de fluidos (si es que las hay).
- La porción adyacente, no perforada del reservorio, que puede ser considerada como continua y comercialmente

productiva en base a datos geológicos y de ingeniería disponibles.

b) Reservas probables

Son aquellas reservas adicionales cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperados que las Reservas Probadas, pero más probables que las Reservas Posibles.

Es probable que las actuales cantidades recuperables remanentes sean mayores o menores que la suma de la estimación de Reservas Probadas más las Reservas Probables (2P). En este contexto, cuando el método probabilístico es usado debe haber un 50% de probabilidad de que las actuales cantidades recuperadas serán iguales o excederán los 2P estimados.

Las Reservas Probables pueden ser asignadas a áreas de un reservorio adyacente al Probado donde el control e interpretación de datos disponibles son de menor certeza.

c) Reservas posibles

Son aquellas reservas adicionales que con análisis de datos geológicos y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperables que las Reservas Probables.

Las cantidades totales a ser finalmente recuperadas de un proyecto tienen una baja probabilidad de exceder la suma de Reservas Probadas más las Probables más las Posibles (3P), la misma que es equivalente a un escenario de alta estimación.

Cuando el método probabilístico es usado debe existir, al menos, una probabilidad del 10% de que las actuales cantidades recuperables serán iguales o mayores que los 3P estimados.

3.9 Revisión de los Estimados de Reservas

Los estimados de reservas deben ser revisados a medida que se cuenten con datos adicionales y disponibles de geología e ingeniería o cuando ocurran cambios en las condiciones económicas.

Las reservas no incluyen cantidades de petróleo mantenidos en inventarios y si se requieren para un reporte financiero pueden ser disminuidas en el volumen correspondiente a uso propio o pérdidas por procesamiento.

4. Estadística de Reservas y Consumo de Gas Natural

4.1 Reservas Probadas de Gas Natural en el Mundo

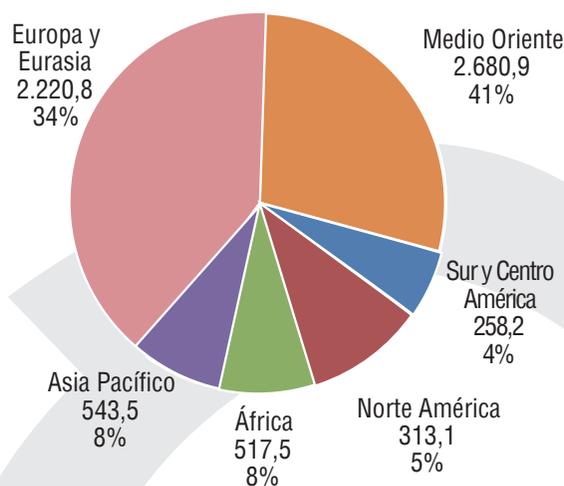
En el Gráfico N° 12 se muestran las reservas probadas de gas natural por regiones, con datos a fines de diciembre de 2008; estas reservas ascienden a 6.534 TCF (trillion cubic feet – trillones de pies cúbicos).

Podemos destacar que el 75% de las reservas mundiales de gas natural están concentradas en el medio Oriente y en Eurasia, resaltando a Rusia: 1.530 TCF (23.4%), Irán: 1.046 TCF (16%) y Qatar: 899 TCF (13.8%).

27

Reservas Probadas de Gas Natural por Regiones (TCF, A DIC 2008)

Gráfico N° 12

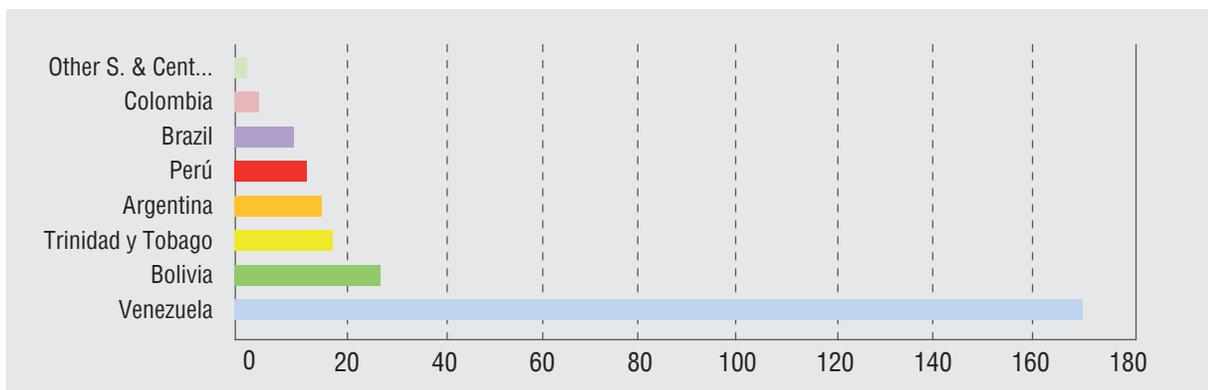


Fuente: BP Statistical Review 2008

En el Gráfico N° 13 se presentan las reservas probadas de gas natural en Centroamérica y Sudamérica. Se destacan las enormes reservas de Venezuela (170,9 TCF), seguidas por las moderadas reservas de Bolivia (25,1 TCF) y Trinidad y Tobago (17,0 TCF).

Reservas Probadas 2008 - Centro y Sudamérica

Gráfico N° 13



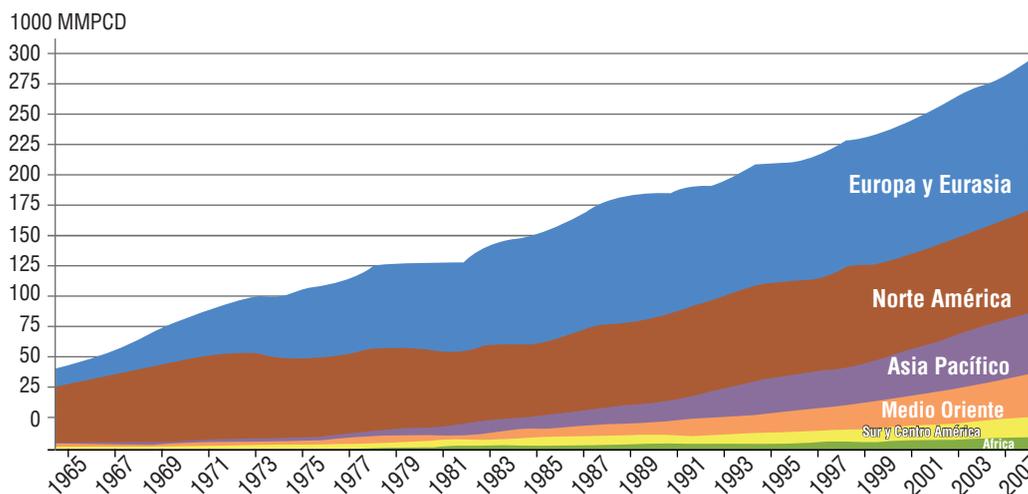
4.2 Consumo Mundial de Gas Natural

El gráfico N° 14 representa los consumos de gas natural por regiones en miles de millones de pies

cúbicos por día (MMPCD). Tal como se puede apreciar, Europa y Eurasia tienen el mayor consumo de gas natural en el mundo, el mismo que, tal como aparece en el gráfico N° 15, constituye el 37,9%.

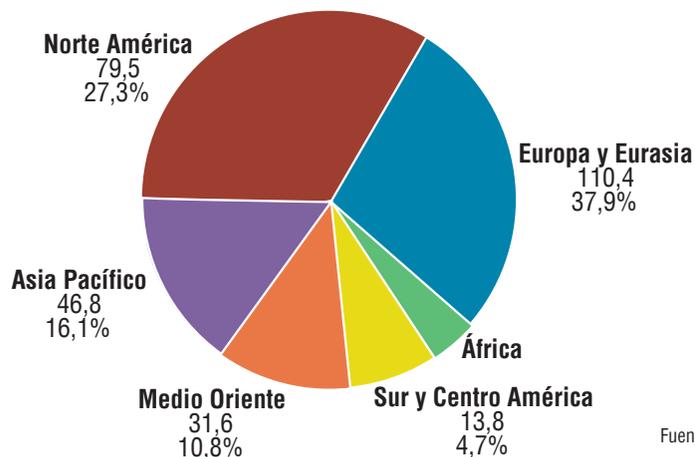
Consumo Mundial de Gas Natural por Regiones

Gráfico N° 14



Consumo de Gas Natural por Regiones

Gráfico N° 15



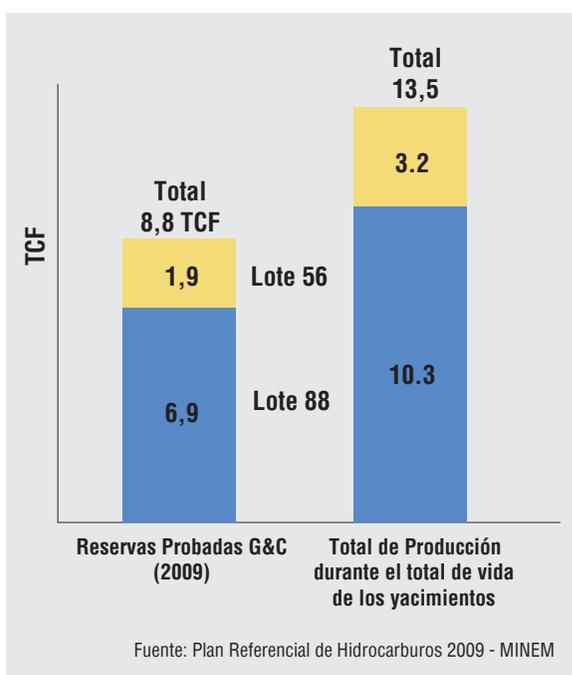
Fuente: BP Statistical Review 2008

4.3 Reservas de Gas Natural de Camisea

En el Plan Anual Referencial 2009-2028 publicado por el Minem (Ministerio de Energía y Minas), se consigna que de acuerdo a la información proporcionada por el Operador de los yacimientos de Camisea (Lote 56 y 88), las reservas probadas ascienden a los 8.8 TCF y las reservas totales al final de la vida del proyecto ascienden a los 15.3 TCF, las mismas que se distribuyen tal como se muestra en el siguiente gráfico:

Consumo de Gas Natural por Regiones

Gráfico N° 15



5. Bibliografía

- Petroleum Resources Management System - 2007
Sponsored by: Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC) & Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE)
- Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information

Approved by SPE Board in June 2001, Revision as of February 19, 2007 - Society of Petroleum Engineers

- Why do I care about phase diagrams, Junio 2007
Dr. Larry L. Lilly
John M. Campbell - PetroSkills
- Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado—2da Edición
Pto. La Cruz Venezuela. Pp. 64-65
- Reserve and Resource Statement – Camisea Project Field Blocks 56 and 88
Gaffney, Cline & Associates
Prepared for Pluspetrol Peru Corporation S.A., Effective, February 28, 2009
- BP Statistical Review of World Energy – 2009
<http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>
- Ministerio de Energía y Minas
<http://www.minem.gob.pe>
- PERUPETRO S.A.
<http://www.perupetro.com.pe>
- Energy Information Administration – Official Energy Statistics from the U.S. Government
http://www.eia.doe.gov/oil_gas/natural_gas/info_glance/natural_gas.html
http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/info_glance/petroleum.html



Cálida y su Experiencia en la Distribución del Gas Natural en Lima y Callao

ERNESTO CÓRDOVA MACÍAS
(ESTADOS UNIDOS)

Ernesto Córdova M.

Ingeniero Empresarial de la Universidad de Texas en Austin, con una Maestría en Economía Energética de la Universidad de Nueva York y un Doctorado en Gestión y Política Energética de la Universidad de Pensilvania.

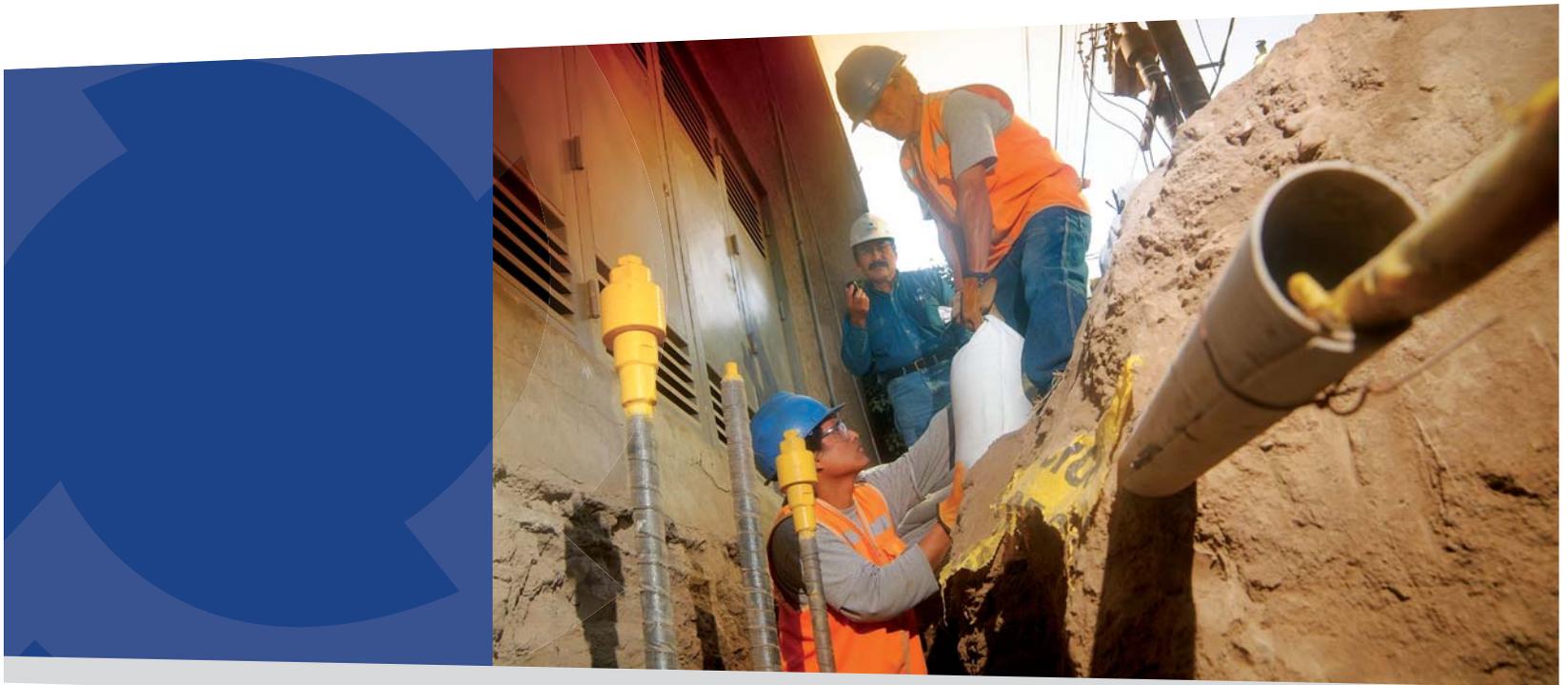
Cuenta con más de 18 años de experiencia en la industria energética de mercados emergentes, especialmente en América Latina. Ha sido Presidente Ejecutivo de EcoEléctrica, un productor independiente de energía en Puerto Rico. Además, trabajó en Constellation Power, como Director Ejecutivo de Guatemala; para Coastal Power, como Gerente Regional de América Central y para el Banco Mundial. Actualmente se desempeña como Gerente General de la empresa Cálida.

Cálida es la empresa que tiene a cargo la concesión del servicio público de Distribución de Gas Natural a los hogares, comercios, industrias y estaciones de servicio de gas natural vehicular, en el departamento de Lima y en la Provincia Constitucional del Callao. Tiene la misión de llevar los beneficios del gas natural a la comunidad, a través del desarrollo y manejo seguro y eficiente del sistema de distribución, proporcionando valor agregado a sus audiencias, brindando un servicio de calidad y preservando el medio ambiente.

1.El Servicio Público de Gas Natural y sus Beneficios

El Gas Natural es la energía más limpia, económica, cómoda y segura que existe actualmente en el mercado:

- **Económica:** su uso genera un ahorro de hasta 60% en los gastos de energía.
- **Limpia:** no contiene azufre ni plomo. Además, puede significar una reducción de hasta cuatro veces las emisiones de monóxido de carbono (CO) con respecto a los combustibles líquidos, así como una reducción de hasta 100% de emisiones de partículas que afectan la salud.



- **Cómoda:** el suministro de gas natural es continuo, las 24 horas del día, los 365 días del año. Además, los usuarios cuentan con un medidor que garantiza el pago sólo por consumo.
- **Segura:** el gas natural no es tóxico y su inhalación no causa daño a la salud. Está compuesto principalmente por gas metano, por lo que, a diferencia del GLP o gas de balón, es más ligero que el aire y por tanto, en el eventual caso de una fuga, se disipa rápidamente en el ambiente.

Este recurso energético no se almacena, se distribuye a través de tuberías construidas de acuerdo a las normas nacionales e internacionales con la finalidad de brindar la seguridad necesaria. Los trabajos de instalación son supervisados por OSINERGMIN. Además, el sistema de distribución cuenta con válvulas de bloqueo para garantizar la seguridad que este tipo de instalaciones requieren.

El Gas Natural puede ser utilizado en las industrias, en la generación de energía eléctrica, en los hogares, en los comercios y en los vehículos. Las industrias utilizan este combustible para generar calor en hornos, calderos, etc. Algunas de las industrias que ya cuentan con esta fuente de energía son las dedicadas a la producción de vidrios, alimentos,

bebidas, cerámicas, textiles, empaques y envases, papel, cartón, plásticos, etc. En los comercios, el Gas Natural se utiliza principalmente en las cocinas, hornos y secadoras de ropa, termas y estufas para calefacción.

Beneficios del Gas Natural:

- El Gas Natural es el combustible más limpio, económico y seguro que existe actualmente en el mercado.
- A diferencia de otros combustibles, es más ligero que el aire y se disipa rápidamente en el ambiente, por lo tanto, es más seguro.
- No es tóxico y su inhalación no causa daño a la salud.
- Cuenta con un medidor que registra la cantidad de Gas Natural utilizado, el usuario sólo paga lo que consume.
- Es un servicio continuo que se suministra las 24 horas del día, los 365 días del año.
- El mantenimiento de los equipos que funcionan a gas natural no es muy continuo y, por lo tanto, su costo resulta más económico.
- Su distribución es por tuberías y de manera continua, por tanto no es necesario almacenarlo en balones.

Diferencia entre el Gas Natural y el GLP

Gas Natural	GLP (Gas Licuado de Petróleo)
Compuesto principalmente por metano.	Compuesto principalmente por propano y metano.
Se distribuye a través de tuberías, no se almacena.	Se almacena en cilindros o balones.
Es más ligero que el aire y ante un eventual escape no permanece en el ambiente.	Es más pesado que el aire. Ante un eventual escape tiende a permanecer en el ambiente.
Tiene medidor. El cliente paga sólo lo que consume.	No tiene medidor.
El suministro es continuo las 24 horas del día.	El suministro puede interrumpirse por agotarse el producto en el tanque o balón de almacenamiento.

Un Combustible Ecológico

La composición química del gas natural lo convierte en el combustible que menos contamina y su creciente uso en la producción de energía en los sectores industrial, generación de electricidad, comercial, residencial y vehicular, favorece la protección del medio ambiente.

Adicionalmente, las instalaciones e infraestructura de los gasoductos y redes de distribución del gas natural son subterráneas, por lo tanto son respetuosas con el entorno y no causan impacto apreciable sobre el paisaje.

Ahorro para Cada Sector

Residencial y Comercial: hasta 50% en gastos de energía respecto a otros combustibles.

Vehicular: hasta 19% de ahorro en comparación con el GLP, hasta 54% con respecto al Diesel y hasta 53% de ahorro en comparación con la gasolina.

Industrial: hasta 60% de ahorro respecto al GLP, hasta 70% respecto al Diesel 2 y hasta 50% en comparación con el petróleo residual.

(1) Contrato suscrito en diciembre del año 2000.

2. Sobre Cálidda, Empresa Distribuidora del Servicio en Lima y Callao

Cálidda es la empresa que tiene a su cargo la concesión del servicio público de Distribución de Gas Natural en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao. La concesión tiene una duración de 33 años, a partir del 09 de diciembre de 2000, pero puede prorrogarse por períodos de diez años, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de 60 años. Según el Contrato BOOT de Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao¹ (en adelante, Contrato BOOT), el servicio de distribución tiene carácter exclusivo en toda el área de la concesión durante el plazo de la misma.

Cálidda es la primera empresa en brindar el servicio público de Gas Natural a los usuarios de Lima y Callao, a través de un moderno sistema de tuberías subterráneas construidas con la más alta tecnología. A la fecha, la empresa cuenta con 304 clientes industriales y en el segmento residencial y comercial, cuenta con más de 16,000 clientes conectados a la red. Asimismo existen 81 estaciones de servicio de Gas Natural Vehicular (GNV) operativas y más de 71,000 vehículos que circulan por Lima con GNV.

2.1 Historia de la Empresa

En febrero de 2002 se constituyó Gas Natural de Lima y Callao S.A. para hacerse cargo de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, y, en mayo de 2002, se suscribió la cesión de posición contractual de TgP a SUEZ-Tractebel S.A. como Operador Estratégico Precalificado de Distribución. Posteriormente, en agosto del año 2004 se inició la operación comercial de la Red Principal del Sistema de Distribución, atendiendo a siete clientes iniciales, y en diciembre de ese año, Gas Natural de Lima y Callao S.A. presentó su marca 'Cálidda'.

El grupo SUEZ manejó la empresa desde la etapa de prefactibilidad, construcción y operación comercial hasta junio de 2007, en que decide aceptar la oferta de Ashmore

Energy International (ahora AEI) y Promigas para comprar Cálidda. Dicha transacción se haría efectiva luego que calificaran ante las autoridades del país como Operadores Estratégicos, de ese modo podrían recibir la transferencia del contrato BOOT que rige la concesión de distribución de gas natural para Lima y Callao.

En febrero del año 2007 se firma un acuerdo de transacciones simultáneas entre SUEZ Energy (SEI), AEI y Promigas, en el cual SEI recibe de AEI una central térmica ubicada en Panamá y entrega a cambio la operación de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao a cargo de la empresa Cálidda.

De esta manera, el 28 de junio de 2007 la distribuidora de gas natural pasó a manos de AEI y Promigas, dos nuevos accionistas con amplia experiencia internacional en el desarrollo de infraestructura energética y transporte y distribución de gas natural, respectivamente.

2.2 Los Accionistas

AEI controla el 60% de las acciones de Cálidda. La empresa posee y maneja negocios de infraestructura energética en mercados emergentes, administra activos de un grupo de 39 compañías en 19 países y cuenta con aproximadamente 13,800 empleados. AEI atiende a más de 7 millones de clientes alrededor del mundo y tiene más de 41,000 Km. de tuberías de gas y líquidos; 163,300 Km. En líneas de distribución de energía; más de 1,775 estaciones de servicio y una capacidad bruta instalada de 2,250 MW. AEI opera a través de cinco líneas de negocios:

- Distribución de Gas Natural
- Transporte y Servicios de Gas Natural
- Generación de Energía Eléctrica
- Distribución de Energía Eléctrica
- Combustibles Líquidos

Promigas controla el 40% de las acciones de Cálidda. Es la empresa privada más antigua en el sector en América Latina y la pionera en la masificación del uso del gas natural en Colombia. Tiene más de 30 años

de experiencia en el transporte y distribución de este hidrocarburo, y en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de gasoductos. La empresa transporta el 80% del gas natural en Colombia y cuenta con más de 7 millones de usuarios, de los cuales el 86% pertenece a los sectores con menos recursos.

3.El Sistema de Distribución de Gas Natural

La operación del sistema de distribución se inicia en el City Gate ubicado en Lurín, donde Cálidda recibe el Gas Natural transportado por la empresa TgP desde los yacimientos de Camisea. El City Gate es un modulo de medición de alta resolución, de exactitud y de integridad que posibilita el conocimiento de los volúmenes recibidos.

El gasoducto troncal, denominado Red Principal, parte del City Gate y culmina en la Central Térmica de Ventanilla, ubicada en el Callao. La Red Principal posee dos sistemas independientes de telecomunicación, uno de telefonía y otro de fibra óptica. Estos sistemas automáticos sirven para la supervisión, control y lectura de parámetros de operación en forma remota y con capacidad de almacenamiento de información. A lo largo de la Red Principal se encuentran instaladas Estaciones de Regulación que cuentan con sistemas de detección de humo, gas, fuego, vibración, temperatura y presión.

El gasoducto principal recorre la ciudad a través de 61 kilómetros, pasando por 14 distritos: Lurín, Pachacamac, Villa El Salvador, Villa María del Triunfo, San Juan de Miraflores, Surco, Santa Anita, El Agustino, San Juan de Lurigancho, Cercado de Lima, San Martín de Porres, Carmen de la Legua, Ventanilla y Callao. Adicionalmente, se cuenta con 23 kilómetros de tuberías secundarias que llegan directamente a los clientes industriales.

Las otras redes son aquellas que se derivan de la Red Principal y recorren la ciudad para distribuir el Gas Natural a las residencias, comercios, industrias y estaciones de servicio. Al igual que la Red Principal, las otras redes son enterradas en la vía pública cumpliendo con los estándares nacionales

e internacionales aplicables, garantizando así su seguridad y durabilidad.

3.1 Relación con el Estado

Como empresa del sector hidrocarburos y concretamente como Concesionaria del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao, Cálidda mantiene una permanente comunicación y colaboración con el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), el Instituto Nacional de Cultura (INC) y las Municipalidades donde opera.

Dentro del MINEM, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) cumple funciones normativas, promotoras, concedentes y fiscalizadoras respecto a la inversión privada dentro del sector hidrocarburos. En el ejercicio de estas funciones la DGH ha suscrito con Cálidda el Contrato de Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao (el Contrato BOOT) y fiscaliza el desarrollo de las actividades de Cálidda de acuerdo a éste.

Por su parte, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del MINEM es el órgano técnico, normativo y de promoción encargado de la ejecución y promulgación de las normas que permitirán limitar o evitar la contaminación ambiental originada por las actividades energéticas. De este modo, la DGAAE tiene la misión de crear las condiciones para que dichas operaciones se realicen en armonía con el desarrollo sostenible del país y exigir el cumplimiento de las leyes pertinentes a los titulares de las actividades de hidrocarburos. Ante esta Dirección se ha tramitado y obtenido la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) necesarios para el desarrollo de las actividades de la empresa.

Respecto del OSINERGMIN, las actividades de Cálidda se encuentran reguladas por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

(GART), la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN) y la Junta de Apelaciones de Reclamaciones de Usuarios (JARU).

La GART tiene por funciones dirigir, coordinar y controlar el proceso de fijación de las tarifas para la distribución de gas natural por red de ductos; la GFGN está encargada de dirigir, coordinar y controlar el proceso de supervisión y fiscalización de las actividades de distribución y comercialización de gas natural, así como de fiscalizar el permanente y oportuno cumplimiento de los compromisos contractuales asumidos por Cálidda en el Contrato BOOT.

La JARU es el órgano encargado de resolver, en segunda instancia administrativa, los reclamos que interpongan los usuarios del servicio público de gas natural por red de ductos ante Cálidda, quien resuelve dichos reclamos en primera instancia administrativa. Asimismo, este órgano se encarga de resolver en primera instancia las quejas que puedan presentar los usuarios por cualquier defecto en la tramitación de los procedimientos de reclamo.

Con el fin de realizar las obras correspondientes al tendido de las redes de distribución de gas natural en Lima y Callao, Cálidda mantiene una relación permanente con la Municipalidad Metropolitana de Lima y con las Municipalidades Distritales donde se encuentra trabajando. Estas municipalidades tienen a su cargo emitir las autorizaciones correspondientes para la ejecución de obras en la vía pública, interferencia de vías y autorizaciones para instalar Estaciones de Regulación de Presión (ERPs), entre otros.

3.2 Marco Normativo del Sistema de Distribución

En nuestro país, el desarrollo del mercado de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y del respectivo marco normativo aplicable es reciente y se encuentra en constante evolución. Dada la naturaleza de esta nueva actividad y el desconocimiento de la misma por parte de los potenciales usuarios del servicio, la

participación del Estado en el desarrollo de este mercado es de vital importancia.

Si bien desde el año 1999 el Estado declaró de interés nacional la industria del gas natural y la distribución por red de ductos del mismo, es desde el año 2007 que se empezó a dar importantes modificaciones al marco regulatorio. Dichos cambios han permitido no sólo una mayor expansión del Sistema de Distribución, sino también abaratar los costos de acceso al servicio para los potenciales usuarios. Por ejemplo, se permitió la construcción de Instalaciones Internas, reemplazando el cobre por el PE-AL-PE (aluminio revestido en polietileno) utilizado en otros países hace más de 10 años.

No obstante, el marco regulatorio siempre es perfectible y aún quedan muchas otras iniciativas que permitirán fortalecerlo y mejorarlo. Lo primero que se debe tener en consideración es que nos encontramos ante un servicio público que debe ser reconocido como tal para poder darle la importancia que merece, no sólo porque se trata de un combustible más limpio, económico, cómodo y seguro, sino porque tal y como lo demuestra la experiencia internacional, mejora la calidad de vida de la población.

Por ello, es muy importante que la regulación del gas natural sea especialmente diseñada para dicho servicio, tomando en consideración las características específicas de la realidad nacional, así como las necesidades de los usuarios; en ese sentido, un marco normativo que refleje el día a día operativo y comercial, es la forma más eficiente de contribuir al crecimiento de un mercado, que por sus características, puede llegar a convertirse en un pilar del desarrollo económico del país.

Asimismo, se debe tener en consideración como modelos de regulación las mejores prácticas internacionales aplicables a la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos tanto en Europa como en Sudamérica a efectos de aprender y enriquecer la normatividad aplicable con dichas experiencias.

4. Plan de Inversiones y Tarifa Única de Distribución

4.1 Plan de Inversiones

Cálidda ha presentado al MINEM y OSINERGMIN una propuesta que contempla una inversión de US\$260 millones de dólares para los próximos 4 años y que prevé incorporar 65,000 nuevos clientes. Esta inversión permitirá extender las redes de Gas Natural y ampliar la capacidad de la red principal para atender la creciente demanda de este combustible.

La propuesta presentada por Cálidda contempla un esquema de tarifa única que es un sistema más equitativo, pues permite distribuir los costos e inversiones relacionados con el sistema de distribución entre todos los que lo utilizan. Cabe resaltar que, la propuesta presentada garantiza la competitividad del Gas Natural en todos los sectores: industrial, vehicular, comercial y residencial, manteniendo un precio entre 30% y 60% más económico que los combustibles alternativos.

En aras de lograr la masificación del servicio público de Gas Natural el plan de expansión de Cálidda contempla atender primero a los distritos con alta concentración de los sectores socioeconómicos menos favorecidos, pues son ellos quienes más se benefician con el ahorro generado gracias a la utilización de esta fuente de energía.

4.2 Tarifa Única de Distribución

En setiembre del año 2008, el MINEM emitió el Decreto Supremo No. 048-2008-EM en el que señala que se fijaría una Tarifa Única de Distribución (TUD) a Cálidda, a efectos de promover la masificación del gas natural a través de una tarifa más justa y equitativa, aplicable a todos los consumidores ubicados en el área de concesión de la empresa, y que permita la expansión de la red de distribución.

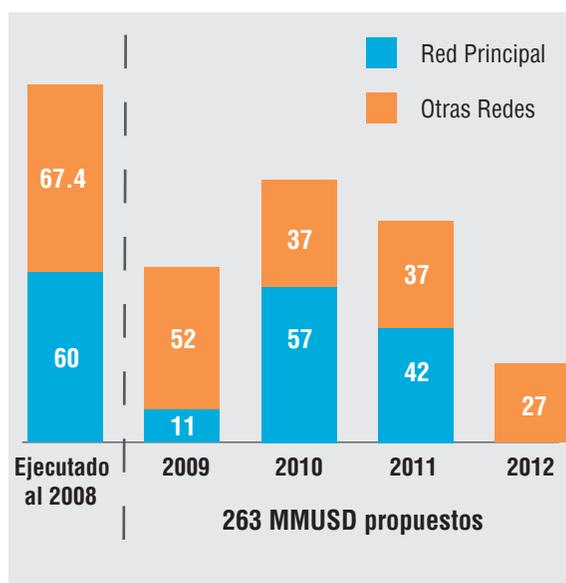
Vale resaltar que en la actualidad el servicio de distribución de gas natural se compone de dos tarifas: (i) tarifa de Red Principal, por el servicio Vía la Red Principal y (ii) tarifa de Otras Redes, por el Servicio de Distribución Vía las Otras Redes. La tarifa de Red Principal es la que remunera la construcción y operación de dicha red (o red de alta presión), la misma que tiene una capacidad máxima de 255MMPCD, es decir una vez alcanzada esta capacidad ya no puede crecer más. La tarifa de Otras Redes corresponde a los ramales que se desprenden de la Red Principal, los mismos que han venido creciendo durante estos últimos cinco años y lo seguirán haciendo.

La Red Principal se paga sobre la base del costo ofertado del servicio, que comprende el costo de construcción, operación y mantenimiento para un periodo de 30 años. A esta red están conectados los clientes de más alto consumo.

Por otro lado, la tarifa de Otras Redes reconoce las inversiones requeridas para la expansión de las redes de distribución que permiten llegar a los clientes residenciales, las estaciones de GNV, comercios, industrias, etc.

Mediante el Decreto Supremo antes señalado, el Estado definió que ambas tarifas se fusionarían en una sola, la TUD, de modo que todos los consumidores pagaran por todo el sistema y en función a sus consumos, lo que implica que sea más justa la forma de distribuir el costo del servicio de distribución de gas natural. Con este nuevo esquema se permite viabilizar la ampliación de la capacidad de la Red Principal de Distribución, de los 255 MMPCD hasta los 540 MMPCD propuestos por Cálidda. Ello permitirá garantizar la atención de la demanda de gas natural para los próximos años conforme a las condiciones que el mercado requiera y manteniendo siempre las tolerancias mínimas de seguridad del sistema. A la fecha, OSINERGMIN se encuentra evaluando la propuesta de Cálidda para fijar la TUD.

Inversiones en Redes (MMUSD)

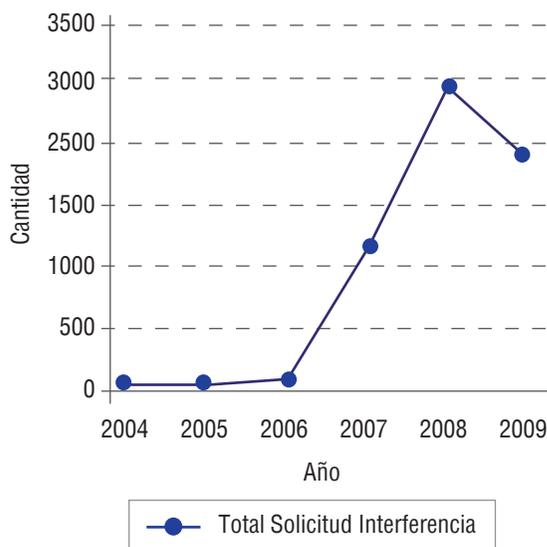
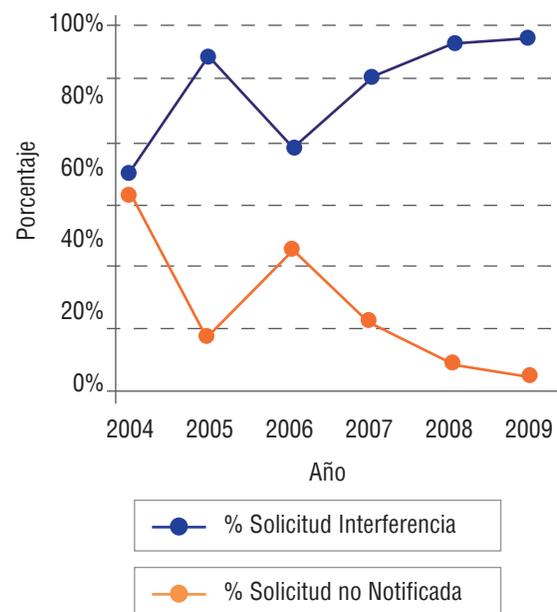


5. Plan de Prevención de Daños (PPD) de Cálidda

Cálidda ha elaborado este plan con el objetivo de prevenir daños a las redes de distribución de Gas Natural causados por excavaciones, que sin previa coordinación, fueron realizadas por terceros. Dañar las redes de distribución podría poner en riesgo el bienestar y la propiedad de las personas, así como el normal suministro del servicio de Gas Natural y GNV a los usuarios residenciales, comerciales, industriales.

El PPD comprende actividades tales como: atención a las solicitudes de interferencias, envío de los planos de nuestras redes a entidades públicas, autoridades municipales y empresas de servicios públicos, patrullaje de las redes de distribución, supervisión de las obras notificadas antes de excavar, capacitación a terceros acerca de las recomendaciones de seguridad para prevenir daños a las redes, entre otras. Estas acciones de prevención están a cargo de las áreas de Mantenimiento y HSE de Cálidda.

Desde agosto del año 2004, Cálidda viene realizando enormes esfuerzos para consolidar el PPD. Hasta la fecha se han obtenido importantes avances que se muestran a continuación:

Total Solicitud Interferencia**Solicitud Interferencia vs Interferencia no Notificada**

El Cuadro 1 detalla que la cantidad de solicitudes de interferencias se está incrementando significativamente cada año; esto nos demuestra que cada vez son más las obras que se realizan previa coordinación con Cálidda.

En el Cuadro 2 se observa que el número de excavaciones realizadas sin previo aviso a Cálidda, está disminuyendo considerablemente en relación a las que se realizan con una coordinación previa.

Estos logros son el resultado de los trabajos de prevención que hasta la fecha se han realizado y que detallamos a continuación:

- Desarrollo de más de 600 capacitaciones a cerca de 9,500 personas; lo que equivale a más de 16,000 horas hombre.
- Se cuenta con un registro de más de 300 empresas públicas y privadas que ejecutan excavaciones en la vía pública. Esta información es actualizada de modo permanente.
- Se han invertido más de 10,800 horas hombre en supervisión de obras de terceros que han interferido con las redes de gas natural.
- Se han invertido más de 11,000 horas hombre en patrullajes preventivos a las redes de distribución.

Según el U.S. Department of Transportation's Office of Pipeline Safety (DOT), el 60% de los incidentes

en el sistema de distribución de gas natural entre 1995 y 2004 en Estados Unidos fueron causados por excavaciones de terceros.

Desde agosto del 2004, aproximadamente en 801 Km. de redes de distribución en operación de Lima y Callao, se registraron 12 rupturas de tuberías de distribución debido a excavaciones de terceros que no fueron coordinadas con Cálidda. Esto a equivale a menos de 1.5 roturas por cada 100 Km.

A pesar de los logros alcanzados, aún queda mucho camino por recorrer. Por eso, es indispensable la coordinación constante entre empresas de servicios públicos, autoridades municipales, entidades estatales y contratistas.

Al respecto, Cálidda propone lo siguiente:

- Promover una mayor participación de los municipios para exigir a las empresas excavadoras que proyecten obras en sus distritos y que coordinen con las empresas de servicios públicos antes de excavar.
- Incluir dentro los requisitos obligatorios para la emisión de autorizaciones municipales de ejecución de obras en la vía pública, una constancia de solicitud de planos conforme a obras, a empresas de servicios públicos de gas natural, electricidad, agua y telefonía.
- Conformación de un Comité de Servicios

Públicos para las coordinaciones de las interferencias.

Con estas iniciativas será posible seguir avanzando en el esfuerzo por brindar un servicio continuo, confiable y seguro; preservando la seguridad y la salud de la población.

6. Consideraciones Técnicas del Sistema de Distribución

Como una de las obligaciones establecidas en el Contrato BOOT, Cálida debe construir Obras Comprometidas o Red de Distribución, las mismas que deben atender la Capacidad Mínima establecida en los cronogramas previstos en el cuadro adjunto.

La Red de Distribución (Red Principal) está constituida por la red de alta presión y las conexiones a los Clientes Iniciales, a continuación un detalle de ellos:

Empresa	Capacidad Diaria Total (miles de Sm ³ por día)	Número de Plantas
Electroperú S.A. ²	1,982.00	1
Alicorp S.A.A.	56.45	2
Sudamericana de Fibras S.A.	79.00	1
Cerámica Lima S.A.	100.00	2
Vidrios Industriales S.A. ³	58.20	2
Corporación Cerámica S.A.	31.00	2
Cerámicas San Lorenzo S.A.C.	36.80	1

Capacidad Mínima de la Red (Principal) de Distribución

Año Operación	Capacidad Mínima		
	Control 1	Control 2	Control 3
1 al 11	La mayor de: (i) 150 millones de pies cúbicos por día o (ii) la requerida para atender la demanda en el servicio, hasta 255 millones de pies cúbicos por día.	La mayor de: (i) 95 millones de pies cúbicos por día o (ii) la requerida para atender la demanda en el servicio, hasta 200 millones de pies cúbicos por día.	La mayor de: (i) 80 millones de pies cúbicos por día o (ii) la requerida para atender la demanda en el servicio, hasta 150 millones de pies cúbicos por día.
12 y siguientes	255 millones de pies cúbicos por día.	200 millones de pies cúbicos por día.	150 millones de pies cúbicos por día.

Además, como obligación de dicho Contrato BOOT, la empresa es la encargada de construir las obras del Plan de Crecimiento Comprometido, las mismas que deben atender a los clientes potenciales en el cronograma que se indica en el siguiente cuadro:

Obligaciones de número de consumidores potenciales

Plazo	Consumidores potenciales
A los 2 años (agosto 2006)	10,000
A los 4 años (agosto 2008)	30,000
A los 6 años (agosto 2010)	70,000

(2) Actualmente Edegel S.A.A. (Central Térmica de Ventanilla).

(3) Actualmente Owens Illinois Perú S.A.

6.1 Conexiones y Proyecciones

En febrero del año 2006, la compañía logró el compromiso asumido bajo el Contrato BOOT de estar en capacidad de atender a 10 mil clientes potenciales. En agosto de 2006, la empresa contaba con más de 30 mil clientes potenciales y en noviembre de ese año tenía 42 mil clientes potenciales, lo que sería suficiente para cumplir con el segundo hito del Contrato de Concesión, previsto para agosto de 2008. Actualmente se espera cerrar el año 2009 con más de 90,000 clientes potenciales y con proyecciones, para los próximos 5 años, de más de 300,000 clientes potenciales.

Durante el año 2008 se conectaron cerca de 3,500 clientes residenciales y comerciales, 58 industrias y 39 estaciones de servicio de GNV. En el 2009 se conectarán 7,770 clientes residenciales y comerciales, 70 industrias y 31 estaciones de servicio de GNV. Hoy en día se atiende a más de 15,000 clientes residenciales y comerciales, 280 industrias y 80 estaciones de servicio de GNV. Para los próximos 5 años se se espera atender a 220,000 clientes residenciales y comerciales, 500 industrias y más de 200 estaciones de servicio de GNV.

6.2 Operación del Sistema de Distribución

El gas natural distribuido por Cálidda es recibido desde el Sistema de Transporte, propiedad de TgP y operado por la Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA), en el City Gate (ubicado en el distrito de Lurín a la altura del Km 35 de la Panamericana Sur) Desde allí parte la red principal que atraviesa la ciudad de sur a norte, pasando por catorce

distritos hasta llegar a la central térmica de Etevesa en Ventanilla.

El desarrollo del Sistema de Distribución se divide en dos etapas: una primera que comprendió la construcción de la Red Principal; comenzó en el año 2002 y culminó con el inicio de la operación comercial en agosto de 2004. La segunda y actual etapa comprende la expansión del Sistema de Distribución a través de las denominadas Otras Redes.

Las redes del Sistema de Distribución crecieron significativamente en el 2008, pasando de un total de 526.72 kilómetros -a fines de 2007- a un total de 649.51 kilómetros -a fines de 2008-, lo que representa un incremento de más del 23%. Esto se logró cumpliendo la meta de cero accidentes, sin ningún tiempo perdido de trabajo por causa de daños personales. Los cuadros detallan el total de redes que posee la compañía al final de 2008 (Red Principal y Otras Redes, por presión y por tipo).

Detalles de las redes del Sistema de Distribución

En km	2008	2007	2006	2005	%
Red Principal	84.72	84.72	84.72	84.72	0.00
Otras Redes	564.79	442	334.99	122.00	27.68
Total	649.51	526.72	419.71	206.72	23.31

Cuadro Detalles de las redes del Sistema de Distribución (por presión)

En km	2008	2007	2006	2005	%
Red Alta Presión	84.04	73.41	72.05	71.02	14.48
Red Media Presión	25.79	20.21	14.98	8.61	27.61
Red Baja Presión	539.68	433.10	332.68	127.10	24.61
Total	649.51	526.72	419.71	206.72	23.31

Cuadro Detalles de las redes del Sistema de Distribución (por tipo)

En km	2008	2007	2006	2005	%
Red de Acero	197.82	170.12	143.90	128.47	16.28
Red de Polietileno	451.69	356.60	275.81	78.26	26.67
Total	649.51	526.72	419.71	206.72	23.31

EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL



El gas natural es más liviano que el aire.

En el improbable caso de un escape, se iría volando hasta disiparse.



El gas natural no es tóxico.

En caso de inhalarse no causaría ningún problema de salud.



El gas natural no tiene olor.

Cáldida le añade un olor artificial para que pueda detectarse rápidamente mediante el olfato.



El gas natural es mejor para el ambiente.

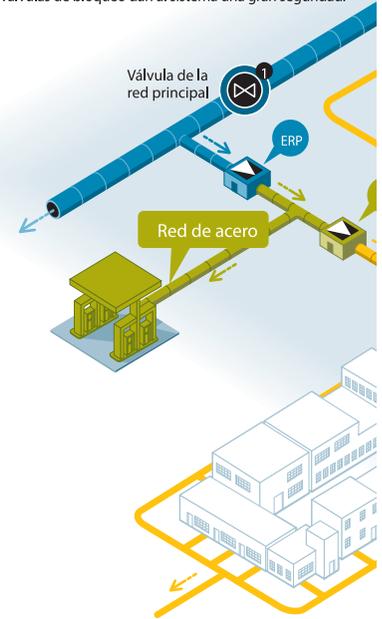
Su uso puede reducir hasta cuatro veces las emisiones de monóxido de carbono con respecto a los combustibles líquidos.

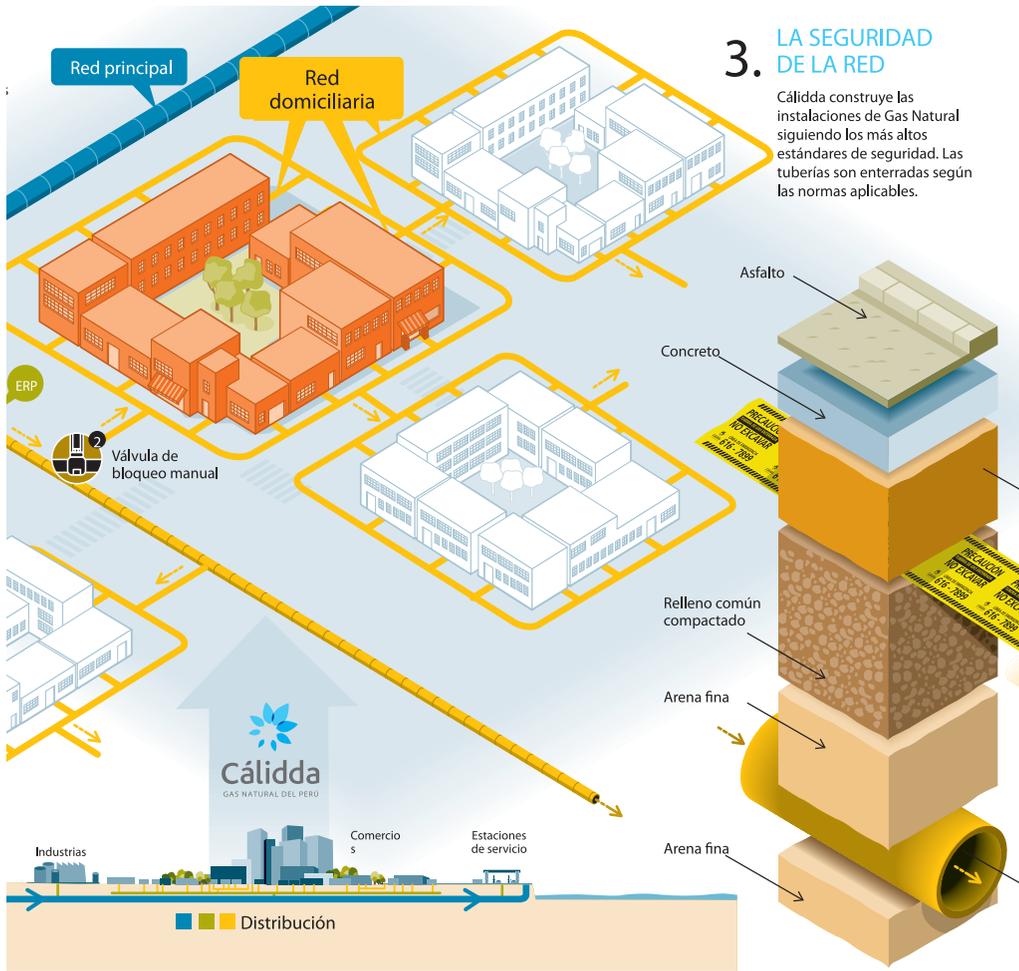
1. DISTRIBUCIÓN EN LIMA Y CALLAO



2. LA RED DEL GAS NATURAL EN LA CIUDAD

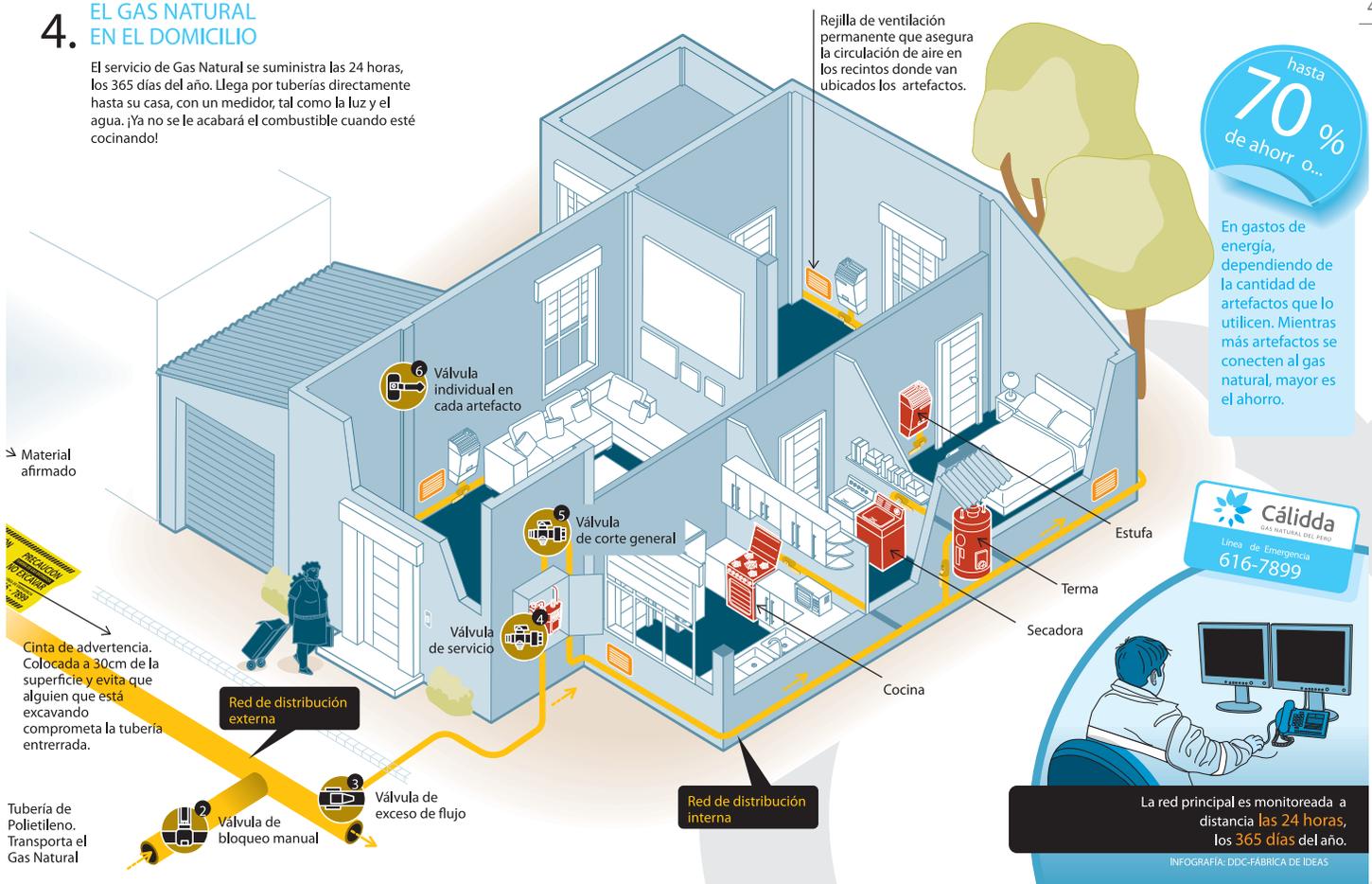
El Gas Natural es distribuido a través de una red de tuberías desde el City Gate de Lurín hasta las industrias, comercios, estaciones de servicio y hogares de Lima y Callao. La presión es reducida a través de Estaciones de Regulación de Presión (ERP) ubicadas a lo largo de la red. Una serie de válvulas de bloqueo dan al sistema una gran seguridad.





4. EL GAS NATURAL EN EL DOMICILIO

El servicio de Gas Natural se suministra las 24 horas, los 365 días del año. Llegar por tuberías directamente hasta su casa, con un medidor, tal como la luz y el agua. ¡Ya no se le acabará el combustible cuando esté cocinando!



6.3 Red Principal de Distribución

La construcción de la Red Principal se inició en octubre de 2002 y concluyó en agosto de 2004. Comprende las instalaciones del *City Gate*, el gasoducto troncal de 20 pulgadas de diámetro y 62 kilómetros de longitud, las ERPs Maquinarias y El Agustino, que permiten reducir la presión del gas natural desde 50 bar hasta valores de 19 y 10 bar y cuatro ramales que, en distintos diámetros, permiten el suministro de gas natural a Clientes Iniciales: Cerámica San Lorenzo, Cerámica Lima - Planta 1 (San Juan de Lurigancho), Cerámica Lima - Planta 2 (San Martín de Porres), Alicorp - Planta 1 (Cercado de Lima), Alicorp Planta 2 (Carmen de la Legua Reynoso), Corporación Cerámica - Planta 1 (Cercado del Callao), Corporación Cerámica - Planta 2 (San Martín de Porres), Owens Illinois (Bellavista), Sudamericana de Fibras (Cercado del Callao) y Edegel (C.T. Ventanilla).

Esta etapa también comprendió la construcción de las estaciones de regulación y medición (ERM) de los Clientes Iniciales. La longitud total de los gasoductos que conforman la Red Principal es de 84.72 kilómetros.

6.4 City Gate

El *City Gate* es la primera instalación de un Sistema de Distribución, es la "puerta de entrada" del gas natural a la ciudad. En el caso de Cálidda está ubicada en Lurín, en el predio donde también se ubica TgP.

La función principal del *City Gate* es reducir la presión del gas natural que recibe Cálidda de TgP a la presión de operación del gasoducto troncal en el Sistema de Distribución. Esto es necesario, pues el Sistema de Transporte podría entregar el gas con una presión máxima de 153 bar, mientras que la presión máxima de diseño del Sistema de Distribución es de 50 bar, de acuerdo con lo establecido en la normatividad vigente.

Como funciones secundarias, pero no por ello menos importantes, están el calentamiento, la odorización y la medición del gas:

- El calentamiento del gas es necesario para permitir que los equipos del *City Gate* trabajen en los rangos de temperaturas adecuados y no se presente humedad externa en las tuberías y equipos que cree corrosión.
- Es necesario odorizar el gas natural para permitir que sea percibido o detectado fácilmente ante una posible fuga.
- La medición permite conocer y registrar los volúmenes de gas natural que pasan por el *City Gate* para su posterior distribución.

Para cumplir con todas estas funciones, el *City Gate* cuenta principalmente con los siguientes equipos:

Válvula de entrada al City Gate: permite aislar el City Gate de las instalaciones de transporte en caso de una emergencia. Esta operación puede realizarse en forma local o remota.

Sistema de calentamiento del gas: se realiza con fuego indirecto en baño de agua. El calor suministrado a la corriente de gas que pasa por los serpentines inmersos en el baño de agua es necesario para compensar el efecto Joule - Thompsom. Este efecto consiste en la formación de hidratos como consecuencia de las bajas temperaturas, inclusive negativas, que puede alcanzar el gas. Los hidratos ocasionan bloqueos de flujo y podrían causar la interrupción del suministro.

Sistema de regulación: está formado por cuatro ramas: tres operativas y una en *stand by*. Cada una de ellas está conformada por un filtro, una válvula de bloqueo por sobrepresión y dos válvulas reguladoras, una activa y otra monitora. Adicionalmente, se encuentran instaladas dos válvulas de alivio que incrementan la seguridad del sistema.

Sistema de medición: está compuesto por el medidor de tipo ultrasónico, los transmisores de presión y temperatura, el computador de flujo y el cromatógrafo. Todos estos elementos son necesarios, pues la lectura del volumen de gas que pasa a través del medidor debe ser corregida por la presión, la temperatura y por un factor que depende de la composición del gas, llamado factor de supercompresibilidad.

Sistema de odorización: está compuesto por el equipo inyector y por los contenedores del líquido odorante. El equipo recibe los datos del caudal que pasa por la tubería e inyecta odorante al flujo de gas en la concentración especificada y de modo proporcional.

Módulo de gas para instrumentos: es una pequeña estación de regulación que permite que el gas natural sea utilizado en los actuadores de las válvulas de bloqueo por sobre presión y las válvulas reguladoras, y por el equipo de inyección de odorante.

El *City Gate* fue diseñado inicialmente para un caudal de 200,000 Sm³/h. En el 2007 se efectuó la instalación del cuarto ramal de regulación y del tercer calentador, incrementando la capacidad instalada a 300.000 Sm³/h, de acuerdo al compromiso del contrato BOOT.

6.5 Gasoducto Troncal

Está conformado por tuberías de acero de 20 pulgadas de diámetro que atraviesan la ciudad de sur a norte. Su presión de diseño es de 50 bar y a lo largo de su recorrido se encuentran instaladas válvulas de bloqueo de línea actuadas, a una distancia máxima de 7.5 kilómetros, en concordancia con lo especificado en el código ASME B31.8.

Al inicio y al final de su recorrido se encuentran las trampas de lanzamiento y recepción de *scrapers*⁴. La operación de estas instalaciones para el pasaje de scraper es estrictamente local y no puede ser llevada a cabo en forma remota. La trampa de lanzamiento se encuentra ubicada en el predio de TgP, en Lurín, y la trampa de recepción de scraper, denominada *Terminal Station*, se encuentra ubicada en un predio de propiedad de Cálidda, situado en la avenida Néstor Gambetta, en el Callao,

A fin de proteger al sistema de la corrosión externa, todas las tuberías de acero del Sistema de Distribución que se encuentran

enterradas, cuentan con un revestimiento aislante o cobertura exterior y un sistema de protección catódica.

El sistema de protección catódica funciona con el suministro de corriente proveniente de equipos rectificadores ubicados en tres puntos de la traza. Para el monitoreo del funcionamiento del sistema de protección catódica se cuenta con dos señales remotas desde el sistema *SCADA*⁵. La efectividad de este sistema se verifica a través de la toma de potencial en los puntos de monitoreo ubicados cada 0.5 kilómetros a lo largo de la traza del gasoducto.

6.6 SCADA y Sistema de Comunicaciones

El *SCADA* es un sistema de supervisión y control que tiene como funciones principales la adquisición de datos desde dispositivos de campo, el control de esos dispositivos de campo, la visualización y tratamiento de situaciones de alarma, la automatización de informes, la presentación de los datos manejados por el sistema a través de ventanas gráficas y el tratamiento de datos históricos. La estructura de este sistema contempla dos centros de control: uno principal ubicado en las oficinas de Cálidda, en Santiago de Surco, y otro de contingencia ubicado en el *City Gate*, en Lurín.

Adicionalmente, el Sistema *SCADA* recoge y procesa los datos en línea de la medición proporcionada por las RTU's⁶ instaladas en los clientes iniciales.

El Sistema de Comunicaciones ha sido diseñado e implementado pensando en tener un alto grado de confiabilidad, que permita al Sistema de Control (*SCADA*) tener siempre continuidad de servicio. Es por ello que se ha elaborado un esquema de redundancia que va a lo largo de toda la infraestructura involucrada, desde el Interfase hombre-máquina (servidores), dispositivos de la red de área local (Switch), dispositivos de la red de área extendida (UMUX), medio de

(4) Elementos utilizados para la limpieza y/o inspección interna del gasoducto.

(5) *SCADA*, del inglés System of Control and Data Acquisition, que significa Sistema de Adquisición y Control de Datos a Distancia.

(6) Remote Terminal Unit.

comunicación (fibra óptica); y finalmente, de Centro de Control (MCC, CCC).

6.7 Niveles de Redundancia

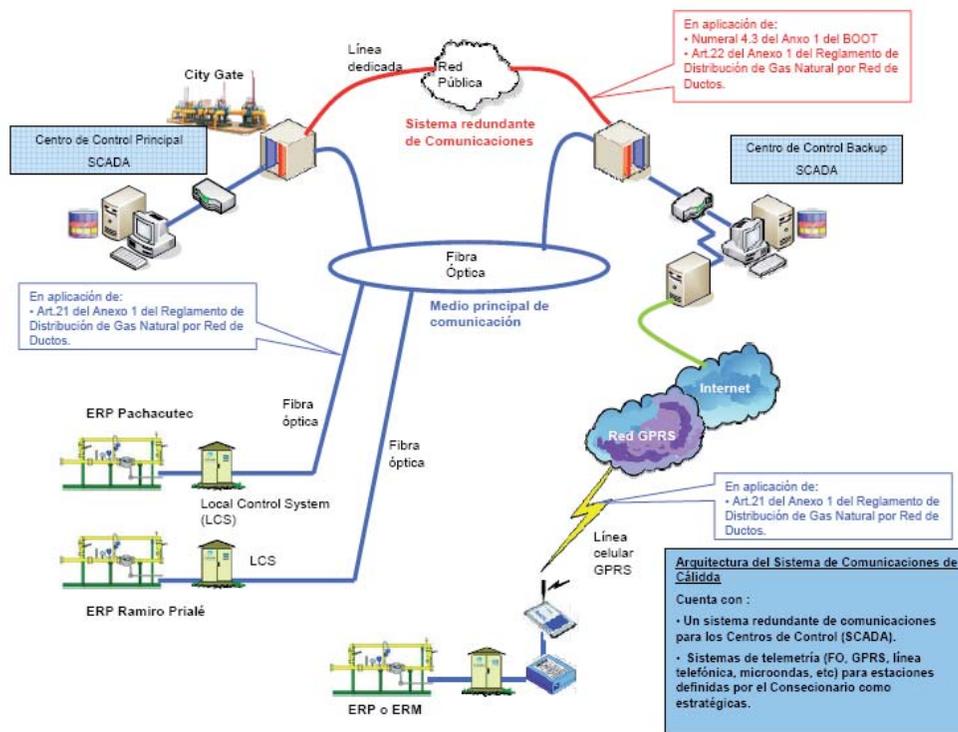
El primer Nivel de redundancia se da a nivel de los dispositivos de procesamiento (servidores), con dos servidores que trabajan en paralelo y permanentemente (una en HOT y otro en Stand by) para atender a las consolas de operación y garantizar continuidad en el servicio frente a cualquier eventualidad de uno de los equipos. A esta configuración se le conoce como 1+1.

El segundo nivel de redundancia, se presenta en todos los dispositivos de la red de área local (Switch), estableciendo dos redes LAN (Local Área Network), que trabajan en paralelo y en las cuales están conectados los dos servidores de la configuración 1+1.

El tercer nivel de configuración se presenta en los dispositivos Multiplexores, que poseen dos tarjetas de procesamiento de las comunicaciones y conforman unidades individuales que les permiten establecer la redundancia de todo el sistema.

El cuarto nivel de redundancia está conformado por la configuración de anillo colapsado del tendido de fibra óptica (Backbone principal del sistema de comunicaciones) a lo largo de todo el gasoducto. El esquema permite que, a pesar de las contingencias que involucren el corte de la fibra en uno de sus tramos, la continuidad de servicio no se pierda, pues el circuito de comunicaciones está capacitado para "cerrar" por cualquiera de sus extremos automáticamente. Estableciéndose como un nivel más de redundancia a este esquema ya robusto de por sí, se han implementado enlaces de contingencia que no forman parte del tendido de fibra óptica de GNLC (compañía de comunicaciones TELMEX) y que cierran caminos de comunicación alternativos entre el extremo Norte del tendido de fibra óptica, en ETEVENSA (Base Norte), con los dos Centros de Control, MCC (Base SUR) y CCC (Base Centro), respectivamente.

El último nivel de redundancia, lo establecen los dos centro de Control (MCC y CCC), que están capacitados para supervisar y operar todos los sistemas anteriormente descritos en cualquier momento, estableciendo así una redundancia a nivel de Centros de Control.



6.8 Otras Redes

La construcción de las Otras Redes comenzó en septiembre de 2004. Ésta es una actividad permanente que permite la incorporación de nuevos clientes a través de la expansión del Sistema de Distribución. La longitud total al cierre del año 2008 fue de 564.79 kilómetros, lo que representó un incremento de 122.79 kilómetros o 27.79 % respecto al año 2007.

Las instalaciones de las Otras Redes comprenden los gasoductos en acero, las redes de polietileno y las ERPs. Los gasoductos de acero pueden ser de alta, media y baja presión, permitiendo llevar el gas natural desde el gasoducto troncal hasta las zonas industriales y residenciales de la ciudad, donde generalmente se instalan las ERPs. Las redes de polietileno parten de las ERPs y permiten la distribución del gas natural a clientes residenciales y comerciales, así como a pequeñas industrias.

6.9 Principales Inversiones de la Empresa

Los gasoductos en acero se vienen desarrollando en diversos *clusters*⁷. Al cierre de 2008 estos fueron:

- **Cluster Argentina:** se inicia en la ERP Maquinarias y se viene desarrollando en los distritos de Cercado de Lima, Cercado del Callao y Carmen de la Legua. Estos gasoductos operan a una presión máxima de 10 bar, tienen una longitud total de 20.23 km. y suministran gas natural a un total de setenta y un industrias y cinco GNV.
- **Cluster Lurigancho:** se inicia en la ERP de El Agustino y se viene desarrollando en el distrito de San Juan de Lurigancho. Estos gasoductos operan a una presión máxima de 10 bar, tienen una longitud total de 6.7 km. y suministran gas natural a un total de treinta y tres industrias y dos GNV.
- **Cluster Gambetta:** se inicia en la ERP Gambetta y se viene desarrollando en los distritos de Cercado del Callao y Ventanilla. Estos gasoductos operan a una presión

máxima de 10 bar, tienen una longitud total de 11.12 km. y suministran gas natural a un total de veinticuatro industrias.

- **Cluster Carretera Central:** se inicia en la ERP Santa Anita y se viene desarrollando principalmente en los distritos de Santa Anita, Ate y San Luis. Estos gasoductos operan a una presión máxima de 10 bar, tienen una longitud total de 27.05 km. y suministran gas natural a un total de ochenta y un industrias y diez GNV.
- **Cluster Panamericana Norte:** se inicia en la ERP Maquinarias y se viene desarrollando principalmente en los distritos de San Martín de Porres, Los Olivos e Independencia. Estos gasoductos operan a una presión máxima de 19 bar, tienen una longitud total de 19.51 km. y suministran gas natural a un total de treinta y dos industrias y siete GNV.
- **Ramal Angamos:** se inicia en la ERP Surco y se viene desarrollando principalmente en los distritos de San Borja, Surquillo y San Isidro. Estos gasoductos operan a una presión máxima de 10 bar, tienen una longitud total de 8.50 km. y suministran gas natural a un total de cinco industrias y siete GNV.
- **Ramal Minera Luren:** se inicia en la ERP Pachacútec y se viene desarrollando principalmente en los distritos de Villa María del Triunfo y Villa el Salvador. Estos gasoductos operan a una presión máxima de 10 bar, tienen una longitud total de 5.9 km. y suministran gas natural a una sola industria.

En las redes de polietileno, para el desarrollo industrial, también se pueden identificar diversos clusters, estos son:

- **Cluster Lurín:** se inicia en la ERP Lurín y se viene desarrollando en la zona del parque industrial del distrito de Lurín. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar, tienen una longitud total de 5.2 km. y suministran gas natural a un total de trece industrias y una de GNV.
- **Cluster Aeropuerto:** se inicia en la ERP Aeropuerto y se viene desarrollando en el

(7) Término usado para identificar un agrupamiento o zona (industrial).

distrito del Cercado del Callao. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar, tienen una longitud total de 12.8 km. y suministran gas natural a un total de catorce industrias y una de GNV.

- **Cluster Omicrón:** se inicia en la ERP Omicrón y se viene desarrollando en los distritos de Carmen de la Legua y Bellavista. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar, tienen una longitud total de 3.2 km. y suministran gas natural a un total de veintiún industrias.
- **Cluster Fundición Callao:** se inicia en la ERP Funcal y se viene desarrollando en el distrito de Cercado del Callao. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar, tienen una longitud total de 4.5 km. y suministran gas natural a un total de diez industrias y una de GNV.
- **Lavanderías:** su tendido se inicia en la ERP Mochica. Estas redes operan a una presión máxima de 4 bar, tienen una longitud total de 2.1 km. y suministran gas natural a un total de nueve industrias.

Al cierre de 2008, las redes de polietileno desarrolladas para el suministro a clientes residenciales y comerciales se encuentran en los siguientes distritos:

- **Cercado de Lima:** su tendido se inicia en la ERP Maquinarias. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar con una longitud total de 69.8 km.
- **Pueblo Libre:** su tendido es continuación de las redes tendidas en el Cercado de Lima. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar con una longitud total de 86 kilómetros.
- **San Miguel:** su tendido se inicia en la ERP Maquinarias. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar con una longitud total de 122 km.
- **Magdalena del Mar:** su tendido se inicia en la ERP Maquinarias. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar con una longitud total de 36.7 km.
- **Jesús María:** su tendido se inicia en la ERP Maquinarias. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar con una longitud total de 13.6 km.
- **Santiago de Surco:** su tendido se inicia en la ERP Angamos. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar con una longitud total de 77.10 km.

- **San Juan del Lurigancho:** su tendido se inicia en la ERP Mochica. Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar con una longitud total de 8.12 km.
- **El Agustino:** su tendido se inicia en la ERP parque el Agustino (la Pólvora). Estas redes operan a una presión máxima de 5 bar con una longitud total de 4 km.

El volumen de gas distribuido por Cálida aumentó en un 25% entre el año 2007 y el año 2008, y fue generado principalmente por el alto crecimiento de la demanda en el sector industrial y el vehicular.

Adicionalmente a las inversiones realizadas durante el año 2008 y debido al incremento de la demanda esperada en los clusters desarrollados hasta la fecha, se concluyeron las ampliaciones de las ERPs Maquinarias, San Lorenzo, El Agustino y Gambetta, así mismo se iniciaron los refuerzos a los cluster de Panamericana Norte y Carretera Central.

Para el año 2009 se prevé realizar los siguientes proyectos:

- Redes en polietileno para clientes residenciales y comerciales, con una longitud total de 230 Km.
- Gasoductos en acero y polietileno y estaciones de regulación de presión (ERP) para clientes industriales y GNV, con una longitud de 38.4 Km.
- Instalación de compresores para incrementar la capacidad de la red troncal.
- Reinyecciones a los cluster Argentina, Carretera Central y Lurigancho.
- Trabajos de la primera etapa de la ampliación de la red troncal.
- Instalación de Filtros Ciclónicos en el City Gate.

Se estima que Cálida invertirá 60 millones de dólares en la ampliación de la Red Principal del Sistema de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao. El plan de inversión para los próximos 4 años asciende a 260 millones de dólares.

6.10 Sistema de Construcción de Redes

La construcción de los gasoductos, las estaciones y las redes de polietileno se realizan a través de empresas contratistas que son supervisadas por Cálidda, exigiéndoles el estricto cumplimiento de las normas técnicas nacionales e internacionales que sean de aplicación, para garantizar la calidad y seguridad de las instalaciones de gas natural.

Cálidda cumple con especificaciones técnicas en los procesos previos a la construcción. Como parte de los procesos de ingeniería que realiza, se pueden mencionar: levantamiento topográfico; replanteo; distancias mínimas a edificaciones; distancias mínimas a otros servicios enterrados; tapadas mínimas; planos de línea constructivos; documentos de construcción típicos: planos, procedimientos, etc; instalaciones Auxiliares: ERP & ERM.

QA/QC para cada tarea; procedimientos específicos de trabajo; gestión de permisos; capacidad logística; trazabilidad completa de la construcción y de los materiales (As built).

Durante el proceso constructivo se sigue la siguiente metodología: replanteo; transporte, desfile y alineamiento de las tuberías; corte de pavimento y excavación; soldadura e inspección; recubrimiento de soldaduras; relleno, instalación de triducto y compactación; reparación final; trabajos especiales; instalación de ERP & ERM.

En el proceso post constructivo se realizan pruebas de presión, se determina el grado de limpieza y se revisan los planos conforme a obra.

A fin de minimizar los riesgos de la corrosión externa, todas las tuberías de acero del Sistema de Distribución que se encuentran sometidas a un medio electrolítico, es decir que se encuentran enterradas, contarán con:

Resumen principales características del gasoducto troncal:

Gasoducto troncal	Redes PE ⁸
Diámetro: 20" (50 cm)	Diámetros: 160 mm., 110 mm., 90, mm., 63 mm., 20 mm.
Material: Acero API 5L X56	Material: Polietileno de alta densidad
Tapada mínima: 1.2 m	Tapada mínima: 61 cm.
Presión máxima: 50 barg	Uniones: Electrofusión
Espesor: 11,13 mm	Termofusión.
Longitud: 61,305 m	Instalación hilo conductor.
Válvulas de Bloqueo de Línea: 10	Cinta de advertencia.
Cruces de ríos: Río Lurín Río Rímac	Válvula de exceso de flujo al inicio del tubo de conexión.
Servidumbres: 12 propiedades privadas (2 km) Jockey Club del Perú (1 km) Ferrocarril Central Andino (15 k)	

Se controla y organiza cada proyecto tomando en cuenta los siguientes aspectos: sistema de control y emisión de documentos; sistema de planificación, reporte y control de avance; manuales de HSE; plan detallado

- Un revestimiento aislante o cobertura exterior.
- Un sistema de protección catódica.

(8) Las redes de PE permiten que el gas natural llegue hasta los clientes residenciales, comerciales y pequeñas industrias, con un nivel de presión menor que facilite su distribución en forma más segura y económica.

6.11 Materiales Utilizados en la Construcción de las Redes

Dentro de los principales materiales utilizados para la construcción de las redes de acero se encuentran las tuberías de acero al carbono, válvulas de bola y accesorios de acero.

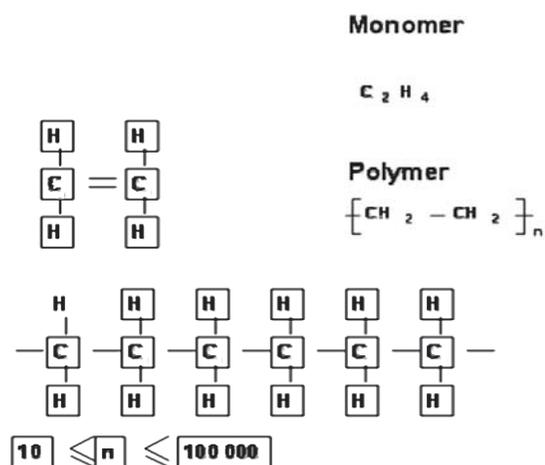
Los principales equipos para la construcción del City Gate lo conforman equipos de filtrado de gas, válvulas reguladoras de presión, medición de gas tipo ultrasónico, calentadores de gas de fuego directo, cromatógrafos, equipos para odorizar, rectificadores de corriente, hardware y software para el sistema de control (SCADA) y comunicaciones. Asimismo, se utilizan materiales para la electricidad e instrumentación.

Para la construcción de redes de distribución en baja presión se utilizan tuberías de polietileno PE 80, poliválvulas, transición acero-polietileno y accesorios de polietileno. Para el caso de las instalaciones multifamiliares y residenciales se utiliza tuberías PEALPE y/o cobre.

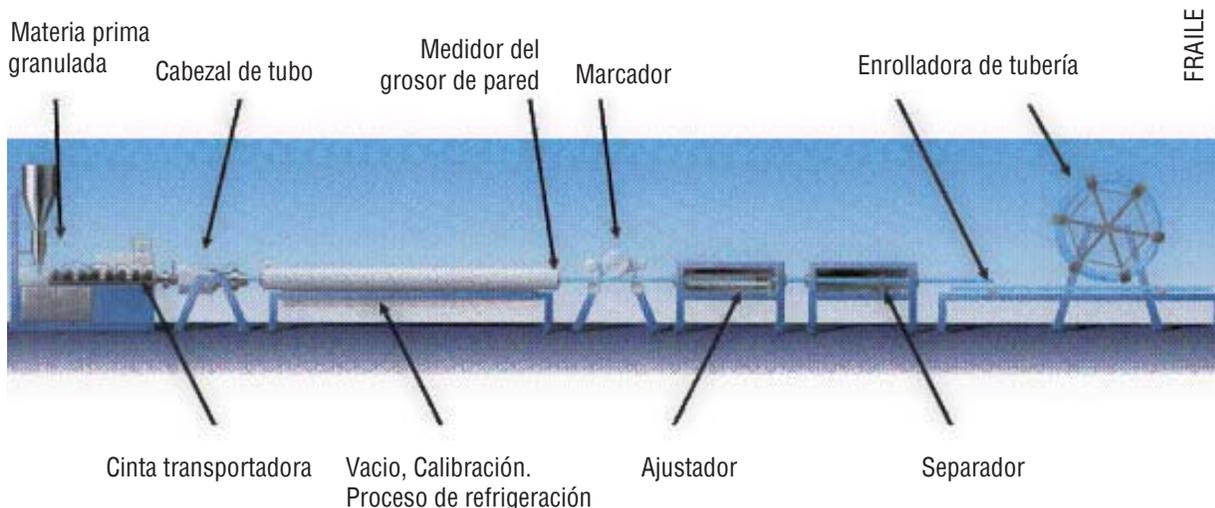
¿Qué es el polietileno?

El polietileno (PE) es un material termoplástico que se obtiene de la polimerización de etileno, de esta forma se obtiene productos con propiedades físicas muy variadas. Estos productos tienen en común la estructura química fundamental **(-CH₂-CH₂-)_n**.

The polymerization of polyethylene



Tuberías Diagrama de Fabricación



Una perspectiva actual de uso de los sistemas de tubería multicapa Polietileno-Aluminio –Polietileno para instalaciones domésticas de gas combustible:

En la actualidad las tuberías multicapas, también conocidas como PE/AL/PE, en instalaciones domésticas de gas combustible son comúnmente utilizadas en países como Colombia, México, Australia, China y varios países europeos tales como Alemania, Holanda, Italia, Bélgica, entre otros. Perú es uno de los países que está a la vanguardia tecnológica en el uso de los tubos multicapa para aplicaciones con gas combustible e introdujo su uso desde el año 2008 en Lima y Callao.

En Colombia, se calcula que sumados los años 2007 y 2008, ocho de las principales empresas distribuidoras de gas natural del país, sin incluir los distribuidores de Medellín y Bogotá, instalaron 4'600.000m.de tuberías multicapa PE/AL/PE, logrando masificar su uso de manera exitosa y consolidando el sistema multicapas PEALPE como la primera opción en las instalaciones domiciliarias de gas natural.

Por otro lado, en México la empresa GDF Suez Energía México ha realizado 35,000 instalaciones con tubería multicapa desde Julio del 2007 a la fecha.

Los factores claves que han llevado a las tuberías multicapas a una alta popularidad en el mercado del gas domiciliario son, entre otras, las siguientes:

- **Costos:** el costo de una instalación domiciliar realizada en tubería multicapa es comparativamente más bajo que utilizar los sistemas tradicionales de cobre o acero. Costos relacionados con el mantenimiento del sistema tales como pintura o protección contra la corrosión se obvian también con el uso de los tubos multicapas.
- **Facilidad de su instalación:** debido a su flexibilidad y al sistema de acople de los accesorios, la instalación de la tubería multicapa es más sencilla y rápida que los sistemas convencionales.
- **Eliminación de uniones innecesarias:** al venir la tubería multicapa en presentaciones de 100m. y 200m., se reducen el número de uniones en las instalaciones, lo que favorece la rapidez de instalación.

- **Desarrollo e innovación:** el continuo crecimiento de uso y popularidad de las tuberías multicapas han hecho necesaria la evolución del mismo. En la actualidad, adicional a la tubería con capa de aluminio traslapada y soldada por ultrasonido, también está la tubería con capa de aluminio soldada a tope mediante el proceso TIG, que ofrece alta simetría de la sección del tubo.
- Otro aspecto que ha demandado la evolución del sistema es el desarrollo de la tubería multicapa con protección UV (de color negro), para aplicaciones con exposición prolongada o permanente a la acción directa de los rayos solares. Los requisitos de polietileno negro, apto para aplicaciones a la intemperie están especificados en la respectiva norma de fabricación de la tubería.

7.El Reto de la Masificación del Uso de Gas Natural

Cálidda tiene el desafío de convertirse en la empresa de servicios públicos líder en Lima y Callao en calidad de servicio, al contribuir con el desarrollo del país a través del uso del Gas Natural. El considerable incremento de la demanda de esta fuente de energía requerirá grandes niveles de inversión en la implementación de redes, lo que implica conseguir el financiamiento adecuado y administrar eficientemente el crecimiento del sistema de distribución durante los próximos años, en los que se producirá un cambio de matriz energética a favor del Gas Natural.

Por otro lado, al tratarse de un servicio público nuevo, son muchas las dudas, mitos y temores que surgen en la población. Por ello, resulta indispensable continuar brindando información a la población respecto de los beneficios, características y uso seguro del Gas Natural, así como, contar con mecanismos para absolver sus dudas.

Para lograr la masificación del gas natural es necesario que Cálidda, las autoridades locales y el Gobierno Central trabajen estrechamente para desarrollar una cultura de uso del Gas Natural y faciliten el acceso de la población a este nuevo servicio público. Así, es necesaria la colaboración y compromiso del MINEM, el OSINERGMIN y los

Municipios, como facilitadores y promotores del desarrollo del gas natural. Resulta indispensable, entonces, que las autoridades competentes generen un marco regulatorio eficiente que promueva el crecimiento de este nuevo servicio.

Otro de los grandes retos que presenta la masificación del gas natural corresponde al ámbito municipal. A diferencia de otros países, como Colombia que cuenta con un solo municipio que vela por el desarrollo de la ciudad, en Lima contamos con 41 municipios distritales y un municipio provincial, lo que conlleva a que no exista estandarización en los marcos legales de cada uno de ellos. Es así que, en el ámbito municipal podríamos hablar de dos grandes frentes: el primero referido a las autorizaciones para llevar a cabo las obras necesarias, desarrollar la red de distribución y en consecuencia instalar los ductos de gas natural; y el segundo, referido a las conexiones domiciliarias, es decir, a aquel usuario que desea conectarse a la red de gas natural y que debe pagar al municipio un monto por conectarse a ésta.

Sobre el primero (autorizaciones para llevar a cabo las obras necesarias para tender la red de distribución de gas natural), encontramos que las competencias de las municipalidades se intersectan dependiendo de la zona o calles donde se realizarán las obras. Por ejemplo, si se trata de ampliar o instalar la red en una vía local, la empresa concesionaria de gas natural deberá solicitar autorizaciones al municipio provincial y al distrital. Sin embargo, si esa misma obra implica cruzar una vía metropolitana se deberá solicitar un permiso adicional a la Municipalidad Provincial y en algunos casos, dependiendo del tipo de vía, a otros entes de la administración municipal, lo que puede llevar a que no exista una clara delimitación de las atribuciones de cada uno de los organismos que intervienen en el otorgamiento de permisos, así como en más de un pago a distintas entidades para un mismo fin. Adicionalmente, algunos municipios no contemplan en sus Textos Únicos de Procedimientos Administrativos, TUPAS, los requisitos y procedimientos para obtener los permisos necesarios para desarrollar las redes de gas natural, por lo que muchas veces se intenta aplicar por analogía los requisitos y procedimientos para obtener los permisos correspondientes al desarrollo de otros servicios públicos, lo cual transgrede el principio de seguridad jurídica necesario para poder realizar inversiones.

Asimismo, con respecto a los municipios que contemplan en sus Textos Únicos de Procedimientos Administrativos (TUPAS) procesos para la obtención de permisos para el tendido de redes de gas natural, no se han establecido criterios uniformes con referencia a los costos y requisitos del procedimiento, los cuales varían significativamente sin que estos estén justificados mediante estudios técnicos, sino que se aplican los criterios de cada municipio.

Con referencia a las obras de Conexión Domiciliaria, la normativa municipal dispone la necesaria obtención de una autorización por Conexión Domiciliaria, documento que permite la ejecución de las obras para la conexión de un predio a un servicio público, utilizando temporalmente áreas de uso y dominio público. El trámite de obtención de dicha autorización se encuentra regulado por cada municipalidad, obligando a los vecinos a la presentación de requisitos documentarios sumamente técnicos y rigurosos. Adicionalmente, se deben considerar los costos que para un vecino representa la obtención de la mencionada autorización por "Conexión Domiciliaria", los cuales oscilan entre S/ 50.00 soles y S/. 350.00 soles, dependiendo del costo fijado discrecionalmente por cada municipalidad.

Evidentemente frente a esta situación particular y exclusiva del Servicio Público de Gas Natural, los costos que representan la obtención de la señalada autorización por Conexión Domiciliaria son determinantes y encarecen el costo de acceso al Servicio, dificultando, como consecuencia, el acceso a los beneficios de mejora en la calidad de vida del vecino (mejores condiciones económicas y medioambientales) que el gas natural representa.

No obstante lo indicado, con fecha 15 de mayo de 2008 se promulgó el Decreto Legislativo 1014, que establece como límite al cobro por conexiones domiciliarias (que pueden efectuar las municipalidades a los usuarios de los servicios públicos) el valor de 1% de la Unidad Impositiva Tributaria (UIT) vigente, es decir S/ 35.5 Nuevos Soles.

Si bien con dicha medida se busca reducir significativamente los costos por conexiones domiciliarias, a la fecha muchas municipalidades no han cumplido con adecuar sus TUPAS a lo establecido en el mencionado Decreto Legislativo, ello

indica que en la actualidad algunas municipalidades continúan efectuando cobros por las obras de conexión domiciliaria, hecho que no contribuye a la masificación del servicio, por tanto sería adecuado y de acuerdo a ley que los municipios adecúen sus TUPAS al referido Decreto.

En dicho contexto, es importante resaltar que a la fecha Cálidda mantiene suscritos con diversas municipalidades Convenios de Promoción del Servicio Público de Distribución de Gas Natural, dado que muchos gobiernos locales han tomado conciencia de los beneficios que el gas natural representa para los vecinos, en ese sentido han decidido exonerar a los vecinos de la tramitación y pago de derechos municipales referentes a los procedimientos de autorización de conexiones domiciliarias por un plazo de 3 años.

Otro aspecto muy relevante, relacionado con el desarrollo de las redes de gas natural, es que existen terceras personas, principalmente empresas contratistas, que realizan obras en la vía pública sin solicitar una autorización o permisos a los municipios, y que en muchas oportunidades afectan las redes del Sistema de Distribución de Gas Natural. En este contexto, al no existir ningún tipo de comunicación sobre el inicio de los trabajos, Cálidda no estaría en condiciones de activar su Programa de Prevención de Daños. Sobre este tema, algunas municipalidades, como la Municipalidad Provincial del Callao, han tomado acciones para que las empresas contratistas que vayan a realizar trabajos en la vía pública obtengan, previamente una constancia que certifique que en las zonas donde se realizarán los referidos trabajos no existen redes de servicios públicos que puedan resultar afectadas. Consideramos que esta buena práctica debería ser implementada en los demás municipios, de tal manera que se asegure la integridad de las redes de los servicios públicos.

Asimismo, existe una iniciativa para crear una autoridad del suelo que tenga como función centralizar la información referida a las redes de servicio público que se encuentran instaladas en los diferentes distritos y que sirva como ente de consulta antes de proceder a realizar trabajos en la vía pública, de manera tal que se asegure que dicha institución cuente con la información de las mismas empresas de servicio público y que la ponga a disposición de terceros interesados en realizar trabajos en la vía pública. Consideramos que dicha iniciativa sería un

gran paso para regular lo relacionado a los trabajos en las vías públicas, pues permitiría contar con información fidedigna, centralizada y actualizada.

Principales avances hacia la masificación

En cuanto a los avances hacia la masificación del servicio de Gas Natural, un importante paso ha sido las mejoras obtenidas en el marco regulatorio que permitieron reducir el precio de las instalaciones aproximadamente en un 20%. Esta reducción se logró principalmente con el cambio de la normativa que regulaba el material a emplearse, permitiendo el reemplazo del cobre por el PE-AL-PE (aluminio revestido en polietileno) utilizado en otros países hace más de 10 años. Adicionalmente, para facilitar el acceso al servicio, Cálidda amplió el plazo del financiamiento de la instalación en las casas hasta en 8 años.

Asimismo, hemos logrado acuerdos con 10 distritos para la eliminación de los cargos por conexión domiciliaria al Gas Natural. De esta forma, las Municipalidades de San Miguel, Pueblo Libre, Jesús María, Magdalena, San Juan del Lurigancho, El Agustino, entre otros, se han convertido en propulsores de la masificación del gas natural en sus distritos permitiendo a sus vecinos el acceso a un nuevo servicio más económico, seguro, cómodo y limpio, impulsando de esta forma la mejora de su calidad de vida.

Tras cinco años de trabajo, Cálidda ha tendido más de 780 Kms de redes de gas natural en 27 distritos de Lima y Callao, donde más de 15,000 hogares y 850 empresas se benefician de esta nueva fuente de energía. Además, abastece a 81 estaciones de servicio que distribuyen Gas Natural Vehicular (GNV) a más de 71,000 automóviles, de los cuales un 75% brinda servicio de taxi. A nivel residencial distribuimos gas natural en los distritos de Pueblo Libre, San Miguel, Cercado de Lima, Jesús María, Magdalena, Surco, San Juan de Lurigancho y El Agustino.

La empresa reafirma su compromiso de seguir trabajando por el desarrollo del país y por el incremento de la calidad de vida de la población. En ese sentido, la visión de Cálidda para los próximos 5 años es convertirse en la empresa de servicios públicos líder en Lima y Callao en calidad de servicio, contribuyendo con el desarrollo del país a través de la masificación del uso del gas natural.



Retos a Nivel Latinoamericano para el Acceso al Mercado del Gas Natural

ROSENDO RAMÍREZ TAZA
(PERÚ)

Rosendo Ramírez T.

Ph.D. Economics Fordham University NY USA. Ingeniero Electricista de la UNI, MBA USIL. Profesor Investigador de la Universidad ESAN. Gerente General de MR Consulting Services 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 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.

En la búsqueda de la eficiencia asignativa y productiva en la industria del gas natural es fundamental el rol del acceso a la infraestructura de los sistemas de transporte y distribución. Por tanto, es necesario analizar la problemática de la implementación del acceso en países con mercados maduros y emergentes como es el caso de Latinoamérica.

En este documento, se analiza la regulación sobre el acceso a las redes, la problemática para su implementación y los retos que deben enfrentar los países para lograr mercados competitivos de gas natural. En la regulación comparada de algunos países latinoamericanos encontramos evidencia que el acceso abierto a las redes de transporte y distribución es del tipo regulado. El mayor reto se encuentra en la implementación y verificación del acceso de infraestructura a terceros; donde la transparencia de la información sobre las reservas de gas natural, así como la capacidad de utilización y capacidad disponible es el soporte para el funcionamiento del mercado secundario de capacidad y para solucionar problemas de congestión tanto comercial como físico de las redes; que frente al compromiso de la necesidad de inversión en infraestructura y desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas se pueden incluir exenciones a los requerimientos de acceso a las redes siempre que sean justificables, pero que



es necesario implementar un proceso competitivo como el open season para los usuarios iniciales; que una de las formas de acceder a las redes es a través del bypass físico en la distribución del gas natural.

1. Introducción

El libre acceso a las redes de transporte de gas natural es uno de los factores cruciales para el crecimiento del mercado de este energético en forma conjunta con la seguridad en el abastecimiento del gas natural. Estos factores son claves para que nuevos segmentos de clientes se adhieran a la utilización del gas natural en los diversos sectores donde puede emplearse dicho combustible; decisiones de conversión y utilización en procesos productivos.

El acceso abierto a terceros (AAT) es el derecho o la posibilidad que tiene una tercera parte (el cargador), distinta al propietario del sistema de transporte, para hacer uso del servicio de transporte que ofrece la compañía transportista para movilizar el gas natural de su propiedad en contraprestación de un cargo o tarifa establecida que debe pagar a la empresa en mención. El acceso abierto significa que el servicio de transporte debe darse sin discriminación, el cargo

o tarifa a ser pagada por el cargador debe reflejar los servicios que demande, el factor de carga, la distancia, el volumen, entre otras consideraciones por lo que pueden haber distintos cargos o tarifas para distintos tipos de cargadores.

El AAT incentiva la competencia en el mercado debido a que permite el acceso de la infraestructura a terceros que no puede ser económicamente duplicada, por ejemplo: la transmisión y distribución eléctrica, el transporte por vía férrea, el transporte y distribución por red de ductos de gas natural, entre otras industrias de redes. El AAT permite a los competidores usar infraestructura esencial en términos comerciales de manera que ellos pueden competir con el propietario de la infraestructura y “otros competidores” en mercados como el de la generación y comercialización de electricidad y gas natural.

La separación de las actividades de la cadena de la industria del gas en exploración y producción, transporte, distribución y comercialización permite reducir el poder de mercado de las empresas de transporte y distribución, prohibiendo en algunos casos la comercialización a estas compañías. El AAT en las redes de transporte y distribución permite la competencia en el mercado mayorista y minorista, respectivamente.

Existen tres tipos de AAT:

- Acceso abierto a terceros negociado (AATN)
- Acceso abierto a terceros regulado (AATR)
- Acceso abierto a terceros híbrido (AATH)

En el AATN se considera que la industria puede autorregularse de manera que se llegue a un acuerdo entre el suministrador del servicio de transporte y el cargador (usuario del servicio). Sin embargo, el regulador puede desempeñar el papel de asegurar que el acceso negociado sea eficaz, por ello puede requerir que la industria prepare un código formal, precisando términos y condiciones comerciales esenciales, incluyendo los argumentos para rechazar el acceso y un mecanismo del arbitraje en caso de conflicto.

En el AATR, el regulador impone un control más explícito sobre cómo el transportista debe atender los requerimientos para el acceso a las redes y establecer condiciones operativas y comerciales para el uso de las mismas.

Excepciones al AAT:

En mercados emergentes de gas natural, donde el enfoque es proporcionar fuertes incentivos a la inversión en infraestructura, podría ser más apropiado para los gobiernos ofrecer algún grado de protección a los inversionistas en instalaciones de transmisión (ductos de transporte, red local de distribución, almacenamiento, terminales LNG).

En este caso los inversionistas podrían no ser obligados a brindar el acceso abierto a terceros a sus instalaciones, al menos por algún período; sin embargo, los inversionistas podrían negociar libremente dichos servicios si ellos lo desean.

La elección entre el AATN y AATR en la red de transporte es un balance entre la búsqueda de competencia y seguridad en el suministro. El AATN puede originar mayor diversificación en el suministro de gas por cuanto deja a las empresas transportistas con más herramientas comerciales para ofrecer a sus usuarios y hacer un mejor uso de la infraestructura; mientras que la AATR puede dar lugar a un mayor acceso efectivo a las redes de transporte que en el mediano y largo plazo da lugar a una mayor competencia. En el caso de las redes de distribución, lo más recomendable es el AATR por cuanto es un sector con mayores

características monopólicas que el de transporte, con menor lugar a poder de negociación entre los demandantes y el proveedor del servicio de distribución (IEA, 2000).

2. Consideraciones para Introducir el AAT

Ciertas consideraciones deben tenerse en cuenta para la introducción del AAT que pueden utilizarse para estudiar los temas relacionados con el acceso abierto a terceros en las redes de transporte y distribución de gas natural (IEA, 1994).

- ¿Quiénes son elegibles para participar en el AAT? ¿Qué tipo de usuarios del servicio pueden participar? Si son consumidores deben tener algún tamaño mínimo de consumo o si son cargadores deben cumplir con ciertos requerimientos técnicos y financieros.
- ¿Qué instalaciones son sujetas de acceso abierto? Debe contemplarse qué tipo de instalaciones deben ser sujetas al acceso abierto, así tenemos: ductos de transporte, distribución, instalaciones de gas natural licuado, almacenamiento y tratamiento.
- ¿Qué tipo de contratos de servicio se debe ofrecer? En el caso del transporte puede ofrecerse transporte firme y/o transporte interrumpible.
- ¿Qué servicios adicionales al transporte involucra el acceso abierto? Por ejemplo, medición, balance de presión, balance de carga, gestión de calidad, almacenamiento, entre otros.
- Obligación de separar las actividades comerciales del servicio de transporte a las empresas transportistas (unbundling). La empresa integrada comercializadora de gas y transportista debe ser obligada a separar sus actividades en diferentes empresas.
- Definición de capacidad disponible y los procedimientos que se deben seguir cuando la

capacidad no es suficiente. Deben establecerse los requerimientos para atender las solicitudes de acceso a la capacidad de transporte y los métodos de asignación de dicha capacidad.

- Determinación de la tarifa. Debe establecerse la metodología para la determinación de las tarifas que el transportista puede cobrar por el servicio de transporte o las consideraciones que deben tenerse cuando el acceso abierto es negociado.
- Necesidad de la transparencia en la información que la empresa transportista debe proporcionar a los agentes; capacidad disponible del ducto, cálculo de los cargos, servicios ofrecidos, entre otra información relevante.
- Supervisión de posible grado de discriminación en el acceso a las redes. La relación entre la empresa transportista y los clientes que requieren el libre acceso.
- Estructura Institucional de la Regulación. ¿Qué instituciones regulatorias estarán involucradas en el cumplimiento del acceso abierto a las redes de transporte de gas natural? Los organismos reguladores de energía o los organismos encargados de vigilar la competencia. El acceso abierto debe ser regulado o negociado.
- Problemas que debe abordar la regulación para el período transitorio de introducción del libre acceso a las redes. Por ejemplo, los relacionados con las condiciones contractuales como el Take or Pay.

En la aplicación del AAT, adicionalmente a los tópicos señalados debe tenerse en cuenta (IEA, 2003):

- Si existe capacidad disponible en la red de transporte sobre la cual puede aplicarse la normativa correspondiente al AAT.
- Si existen interesados en utilizar el exceso de capacidad en lugar de querer construir sus propios ductos.

3. Experiencias Regulatorias sobre el Acceso a Redes en Algunos Países de Latinoamérica

Se presenta la normativa sobre el acceso a las redes de transporte y distribución de gas natural de algunos países de Latinoamérica de los cuales se puede obtener conclusiones sobre el acceso abierto.

Argentina

La Ley 17.319 norma las actividades de producción, captación y tratamiento de hidrocarburos. El marco regulatorio del transporte, almacenamiento, distribución y comercialización se encuentra en la Ley 24.076. Ésta regula el transporte y distribución de gas natural que constituyen un servicio público nacional. El Decreto 1738/92 reglamenta la Ley 24.076 donde se estipulan las condiciones de prestación del servicio de transporte (Acceso no discriminado y libre a la capacidad disponible).

El Decreto 2255/92 modifica artículos del decreto 1738/92 y establece el Reglamento del Servicio de Transporte (Anexo A) donde se estipulan las condiciones especiales de los servicios: Transporte Firme, Transporte Interrumpible e Intercambio y Desplazamiento.

El acceso a terceros a las redes es permitido de acuerdo a las reglas del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Respecto al compromiso del acceso a las redes por parte de terceros, la Ley 24.076 establece que los transportistas y distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte y distribución de sus respectivos sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada. Ningún transportista o distribuidor puede otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en diferencias concretas que pueda determinar el ENARGAS. Los transportistas deben ofrecer el exceso de la capacidad del ducto a través de un proceso de asignación. Si la parte que requiere el acceso a



la infraestructura de transporte y/o distribución no llega a un acuerdo con el transportista o distribuidor ENARGAS resuelve el conflicto.

56

Los transportistas no están obligados a expandir su red de transporte al pedido de una tercera parte. Si el transportista no está en condiciones de expandir su capacidad de servicio por el requerimiento de la tercera parte, entonces se puede otorgar una nueva autorización a otra entidad para satisfacer el requerimiento de demanda. Sin embargo, si en la tarifa de transporte se reconoce la expansión de capacidad que permita recuperar la inversión realizada, el transportista está obligado a atender la demanda de nueva capacidad. La tarifa de transporte se establece en los términos y condiciones de acceso que se contemplan en la autorización para realizar las actividades de transporte. En forma similar se establece para la distribución a lo contemplado para el transporte.

Bolivia

La Ley de Hidrocarburos (Ley 3058 de mayo 2005) establece el marco regulatorio del sector hidrocarburos y concretamente la industria del gas natural en Bolivia que norma las actividades de exploración, explotación, transporte, distribución y comercialización de gas natural. La Superintendencia de Hidrocarburos (SH) aprueba

las tarifas para las actividades reguladas y fija los precios conforme a la normativa establecida al respecto.

En el caso del transporte, las tarifas en territorio nacional para el mercado interno y mercado de exportación son del tipo tarifa estampilla única y diferenciada para el mercado interno y externo. En el caso de proyectos de interés nacional, certificados por el Ministerio de Hidrocarburos, o nuevos proyectos en el mercado interno y de exportación, se pueden aplicar tarifas incrementales.

La actividad de transporte de gas natural por ductos requiere de concesiones que son otorgadas por la SH. Esta actividad se rige por el principio de libre acceso sin discriminación de acceder a un ducto de gas natural. Para fines de esta operación se presume que siempre existe disponibilidad de capacidad, mientras el concesionario no demuestre lo contrario ante el Ente Regulador.

En el caso de las expansiones de las instalaciones de transporte, el ente regulador puede disponer que el transportista amplíe la capacidad hasta un nivel que asegure la continuidad del servicio, considerando una rentabilidad establecida por las inversiones efectuadas.

En el caso de la distribución, de acuerdo al Reglamento de Distribución de Gas Natural Por Redes (Decreto

Supremo N° 28291 de agosto de 2005), las empresas distribuidoras que tengan capacidad disponible en sus redes de distribución están obligadas a permitir el libre acceso al solicitante (otros consumidores y/u otros concesionarios). Los términos del acceso a las redes requieren de aprobación de la SH.

La conexión a la red de distribución de gas natural es requerida por el solicitante mediante un formulario de solicitud que es propuesto por la distribuidora y aprobada por la SH. La distribuidora debe atender los requerimientos de provisión del servicio de gas natural a los usuarios ubicados dentro de su área geográfica de concesión, previo llenado de un formulario de solicitud y suscripción del contrato de suministro, cuyos formatos por cada categoría de clientes serán propuestos por la empresa distribuidora y aprobados por la SH. En caso de una respuesta negativa a la solicitud de servicio, que deberá fundamentar en el Plan de Expansión de Redes aprobado por la SH, la empresa distribuidora y el solicitante pueden negociar los términos y condiciones para obtener el servicio, en caso de desacuerdo las partes someterán a consideración de la SH.

Las tarifas de distribución que deben ser presentadas por la empresa distribuidora y aprobada por la SH deben seguir los principios establecidos en el reglamento de distribución. Las tarifas máximas que se regulen deben permitir al distribuidor, bajo una administración racional y prudente, percibir los ingresos suficientes para cubrir sus inversiones, costos de operación y mantenimiento e impuestos y obtener una tasa de retorno adecuada y razonable (por ejemplo, 9%). Las tarifas aprobadas rigen por un período de cuatro años.

En el caso de expansiones de la red de distribución, la empresa distribuidora debe atender los requerimientos de servicio que soliciten los usuarios ubicados dentro de su área geográfica de concesión, de acuerdo a su Plan de Expansión. Los costos de la expansión son asumidos por el distribuidor e incluidos en las tarifas que deben pagar los usuarios, previa aprobación de la SH.

Brasil

La Ley 9478/97 de Agosto de 1997 crea el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), trata sobre la titularidad del monopolio del petróleo y gas natural;

así como también crea la Agencia Nacional de Petróleo (ANP). Esta Ley regula la industria del Gas Natural en Brasil. La Resolución N° 27/2005 norma el libre acceso a las instalaciones de transporte de gas natural e instituye los concursos de asignación de capacidad para el servicio de transporte a firme. La Resolución N° 28/2005 norma sobre la cesión de transporte firme que un usuario (titular) del servicio de transporte puede ceder a un tercero (capacidad total o parcial) y la Resolución N° 29/2005 norma sobre la estructura de cargo (determinantes de los costos) que debe reconocerse en las tarifas de transporte por el servicio a firme e interrumpible. La Resolución N°27/2005 ANP reglamenta el libre acceso a las redes de transporte de gas natural mediante una remuneración adecuada por el servicio de transporte, asimismo instituye el concurso de asignación de capacidad de transporte para la ampliación o construcción de nuevos ductos. Mediante la Resolución N°27/2005 ANP se garantiza el acceso sin discriminación a las instalaciones de un transportista, así como la conexión de las instalaciones de transporte a otras.

Establece las modalidades de los servicios de transporte:

- **Servicio de Transporte Firme:** En él, el transportista se obliga a programar y transportar el volumen diario de gas natural solicitado por el cargador hasta la capacidad contratada de transporte que se establece en el contrato de transporte firme.
- **Servicio de Transporte Interrumpible:** En el cual el transportista puede interrumpir el servicio según la prioridad que debe tener la programación del servicio de transporte firme.

Los servicios de transporte son formalizados en contratos que contienen el tipo de servicio contratado, términos y condiciones del servicio, capacidades contratadas, puntos de entrega y las tarifas aplicables. Posteriormente, el contrato debe ser enviado a la ANP 60 días antes de su entrada en vigencia. Las tarifas deben seguir los lineamientos estipulados en la Resolución N°29/2005 ANP.

Asimismo, se establece que el transportista no puede comprar o vender gas natural, excepto los volúmenes necesarios para la operación de la red que opera.

Respecto a la capacidad disponible de transporte para los contratos de servicio de transporte firme establece que la oferta de capacidad será asignada a través de los procedimientos que se establezcan en los Concursos Públicos de Asignación de Capacidad (CPAC). Esta asignación de capacidad se aplica para los proyectos de ductos de transporte.

Dentro de los criterios que debe observarse en los CPAC tenemos:

- Procedimientos seguidos para el dimensionamiento del proyecto de expansión de capacidad.
- Zonas de recepción y entrega de gas natural que se atenderán.
- Metodología del cálculo de la tarifa de transporte incluido el costo medio ponderado de capital.
- Condiciones para el redimensionamiento del proyecto de expansión de capacidad.
- Otros aspectos relevantes para el transportista.

Cabe resaltar que si la suma de las demandas de capacidad excede la oferta de capacidad de transporte, el transportista redimensionará el proyecto y recalculará la tarifa para la nueva ampliación de capacidad.

La Resolución N°28/2005 ANP establece que el cargador (titular de un contrato de servicio de transporte firme) puede ceder a un tercero, total o parcialmente, su capacidad de transporte contratada. Queda especificado que la cesión de capacidad no libera al cargador de sus obligaciones contraídas con el transportista, excepto en el caso que sea expresamente acordado con el transportista. La Cesión de capacidad debe ser informada al transportista y a la ANP.

La Resolución N°29/2005 ANP establece los criterios para el cálculo de las tarifas de transporte. Se señala que la fijación de éstas aplicadas a cada servicio de transporte no deben implicar un trato preferencial discriminatorio entre usuarios; asimismo, se establece que las tarifas aplicables de cada servicio deben estar compuestas por una estructura de cargos relacionados con la naturaleza de los costos atribuibles a la prestación del servicio que deben reflejar:

- Costos eficientes de la prestación del servicio.
- Los determinantes de costos como la distancia entre los puntos de entrega y recepción, volumen, plazos de contratación.

Se fija que la tarifa de servicio de transporte firme debe ser estructurada teniendo como base:

- Cargo de capacidad de entrada que cubra los costos fijos relacionados a la capacidad de recepción, los costos generales - administrativos y costos fijos de operación y mantenimiento.
- Cargo de capacidad de transporte que cubra los costos de inversión relacionados a la misma.
- Cargo de capacidad de salida que cubra los costos fijos relacionados a la capacidad de entrega.
- Cargo de movimiento que cubra los costos variables de transporte de gas natural.

Asimismo, se establece que la tarifa del servicio de transporte interrumpible debe ser estructurada con base a un cargo único volumétrico cuyo valor debe fijarse en función de la probabilidad de interrupción y demás condiciones propias de dicho servicio tomando como referencia el servicio de transporte firme.

En caso de surgir conflicto sobre la remuneración adecuada que deben recibir los transportistas por el servicio de transporte la ANP puede establecer dicha remuneración. La Ordenanza 254/2001 establece los criterios para la resolución de este tipo de conflictos.

En marzo de 2009, mediante la Ley 11.909/09 se regula la actividad del transporte de gas natural que difiere de la Ley 9.478/99 en relación a los siguientes tópicos:

El acceso a las redes era negociado entre el transportista y el cargador, la ANP participaba en caso los agentes no llegaban a un acuerdo, en el caso de acuerdo a la ANP le correspondía verificar que la tarifa acordada debía ser compatible con el mercado. La ANP establecía los criterios para el cálculo de las tarifas. Con la Ley 11.909/09, el acceso es regulado definido en la licitación (previo al otorgamiento de la

concesión), las tarifas de transporte son reguladas por la ANP. Asimismo, la nueva regulación brasilera contempla el bypass físico cuando las necesidades de transporte del consumidor libre, autoprodutor o auto-importador no puedan ser atendidas por el distribuidor local.

Los usuarios libres, autoprodutores o autoprodutores importadores pueden construir instalaciones para uso propio, mediante un contrato se asignará la operación y mantenimiento de las instalaciones, debiendo incorporarlas como patrimonio del Estado por medio de una declaración de utilidad pública y previa a una justa indemnización.

Las tarifas de operación y mantenimiento de las instalaciones deben ser establecidas por el regulador estatal con observancia de los principios de razonabilidad, transparencia y publicitando las especificaciones de cada instalación.

En el caso que las instalaciones sean construidas por las distribuidoras, las tarifas establecidas por el regulador deben considerar los costos de inversión, operación y mantenimiento con observancia de los principios de razonabilidad, transparencia y publicidad de las especificaciones de cada instalación.

Si las instalaciones de distribución son construidas por el consumidor libre, autoprodutor o auto-importador, la distribuidora local podrá solicitarle que las instalaciones sean dimensionadas para que pueda atender a otros usuarios negociando con el consumidor libre, autoprodutor o auto-importador la contrapartida necesaria bajo arbitraje del regulador estatal.

Colombia

El acceso de terceros a las redes de transporte de gas natural es permitido de acuerdo a las reglas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El Reglamento Único de Transporte (RUT) normado mediante la Resolución CREG 071/1999 establece un conjunto de normas operativas y comerciales en relación al Sistema Nacional de Transporte (SNT). El RUT tiene por objetivos los siguientes:

- Asegurar acceso abierto y sin discriminación al SNT.
- Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable del SNT.

- Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas.
- Estandarizar prácticas y terminologías para la industria de gas.
- Fijar normas de calidad del gas transportado.

El numeral 2.1.1 del RUT (Compromiso de Acceso) establece que todo Transportador debe garantizar el acceso a los Sistemas de Transporte de forma no discriminatoria de acuerdo con lo establecido en el RUT. Los Transportadores de gas natural por tubería deben permitir el acceso a los gasoductos, de su propiedad o que se encuentren bajo su control, a cualquier productor-comercializador; distribuidor; usuario no regulado, usuario regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un comercializador, almacenador; y en general a cualquier agente que lo solicite. Dicho acceso deberá ofrecerse a cualquier agente en las mismas condiciones de calidad y seguridad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en el RUT y demás reglamentos que expida la CREG.

El numeral 2.1.2 del RUT (Imposición de Acceso a los Sistemas de Transporte) estipula que si transcurridos quince (15) días a partir del recibo de la solicitud de acceso, el Transportador no ha respondido a dicha solicitud o si transcurrido un (1) mes a partir del recibo de la misma no se ha llegado a ningún acuerdo con quien o quienes han solicitado el acceso, a petición de cualquier interesado, la CREG podrá imponer, por la vía administrativa, el acceso a quien tenga derecho al uso de la red, conforme a las disposiciones previstas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

Al adoptar la decisión de imponer el acceso del solicitante al Sistema de Transporte, la Comisión definirá, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) El beneficiario en cuyo favor se impone.
- b) La empresa Transportadora a la cual se impone el acceso.

En todo caso, al decidir si es necesario imponer el acceso, la CREG examinará si la renuencia del Transportador implica una violación de los deberes legales relacionados con el acceso o interconexión, o una conducta contraria a la libre competencia;

en tal caso solicitará a las entidades de control que adelanten las investigaciones respectivas.

La imposición de acceso no excluye la aplicación de las sanciones que fueran procedentes, conforme a las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

El solicitante puede renunciar al acceso impuesto por la CREG y éste dejará de ser obligatorio para el Transportador. La renuncia debe hacerse de buena fe, sin abusar del derecho, en forma tal que no perjudique indebidamente al Transportador. Si hay Contratos, las partes se sujetarán a ellos.

El numeral 2.2.1 del RUT (Asignación de Capacidad Disponible Primaria) establece que siempre que exista Capacidad Disponible Primaria el Transportador deberá ofrecerla a los Remitentes que la soliciten. Si el Transportador llegara a recibir solicitudes firmes de servicio de transporte que superen la Capacidad Disponible Primaria, dicha Capacidad deberá asignarse mediante un proceso de Subasta. Ésta deberá efectuarse dentro de los tres meses siguientes al recibo de dos o más solicitudes de transporte y se llevará a cabo de conformidad con los principios de eficiencia económica y neutralidad establecidos por la Ley. Los términos y condiciones de la Subasta deberán ser aprobados previamente por la CREG y una vez aprobados deberán ser publicados en el Manual del Transportador.

El numeral 2.5 del RUT (Mercado Secundario Bilateral de Transporte y Suministro de Gas) establece que los Remitentes que tengan Capacidad Disponible Secundaria y Derechos de Suministro de Gas podrán comercializar libremente sus derechos contractuales con otros Remitentes en los términos descritos a continuación. Estas operaciones darán origen al Mercado Secundario Bilateral de Transporte y Suministro de Gas, que podrá iniciarse a partir de la expedición de este Reglamento.

En el numeral 2.5.1 del RUT (Liberación de Capacidad Firme) se estipula que los Remitentes podrán liberar, total o parcialmente, temporal o permanentemente, la Capacidad Firme que no vayan a utilizar en un período determinado.

El Remitente que vaya a liberar Capacidad Firme debe indicar al Centro Principal de Control (CPC) respectivo los términos y condiciones de dicha

operación, exceptuando el precio. El CPC publicará en el Boletín Electrónico de Operaciones (BEO) la oferta de liberación de capacidad, sus términos y condiciones y el nombre del Remitente que libera capacidad. Dicha oferta se publicará en todos los Boletines Electrónicos de Operación del Sistema Nacional de Transporte.

En ningún caso, el Transportador podrá adquirir Capacidad Liberada en el Sistema Nacional de Transporte. El CPC deberá garantizar igualdad de condiciones en el despliegue de la información correspondiente a la Capacidad Disponible Primaria y a la Capacidad Disponible Secundaria.

Al efectuar la liberación, el remitente reemplazante podrá cambiar el Punto de Entrada y Salida del Contrato, con el visto bueno del CPC respectivo. Podrán realizarse desvíos, siempre y cuando no afecten los Contratos de Transporte de otros remitentes u operaciones de liberación de capacidad previas, cancelando los costos adicionales, si los hubiese, al Transportador o a otro Remitente, de conformidad con los cargos de transporte aprobados por la CREG. Una vez el CPC respectivo determine la viabilidad técnica de la operación, cuyas otras condiciones contractuales serán pactadas libremente entre las partes.

El remitente que ha liberado Capacidad Firme asignará libremente dicha capacidad a los remitentes reemplazantes, y de realizarse la transacción, informará al CPC respectivo los precios y la capacidad correspondientes. El CPC publicará en el BEO, los volúmenes y precios transados, sin indicar los agentes que intervinieron en la operación.

A menos que se acuerde la cesión del Contrato con el Transportador, esta operación no libera al remitente de sus obligaciones contractuales. No obstante, el remitente reemplazante estará sujeto a las demás condiciones establecidas en el RUT.



El Reglamento de Gas Natural (RGN) de 1995 regula las actividades y servicios de la industria del Gas Natural en México.

El Artículo 63° del RGN (Obligación de acceso abierto) establece que los permisionarios (transportistas,

distribuidores) deben permitir a los usuarios el acceso abierto sin discriminación a los servicios en sus respectivos sistemas, de conformidad con lo siguiente temas:

- El acceso abierto y sin discriminación estará limitado a la capacidad disponible de los permisionarios.
- La capacidad disponible a que se refiere la condición anterior se entenderá como aquella que no sea efectivamente utilizada.
- El acceso abierto a los servicios sólo podrá ser ejercido por el usuario mediante la celebración del contrato para la prestación del servicio de que se trate, salvo lo previsto en el Artículo 69° (Mercado secundario de capacidad).

Cuando el permisionario niegue el acceso al servicio a un usuario teniendo capacidad disponible u ofrezca el servicio en condiciones indebidamente discriminatorias, la parte afectada podrá solicitar la intervención de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

En el primer supuesto, el permisionario deberá acreditar la falta de capacidad disponible al momento de negar el acceso.

El Artículo 65° del RGN (Extensiones y ampliaciones) contempla que los distribuidores estarán obligados a extender o ampliar sus sistemas dentro de su zona geográfica, a solicitud de cualquier interesado que no sea permisionario, siempre que el servicio sea económicamente viable.

Los transportistas estarán obligados a extender o ampliar sus sistemas, a solicitud de cualquier interesado siempre que:

- El servicio sea económicamente viable o
- las partes celebren un convenio para cubrir el costo de los ductos y demás instalaciones que constituyan la extensión o ampliación.

El plazo para realizar la extensión o ampliación por parte del permisionario será convenido por las partes.

El Artículo 28° del RGN (Exclusividad en la zona geográfica) establece que el primer permiso de distribución para una zona geográfica será otorgado mediante licitación pública en los términos de la

sección sexta de este capítulo y conferirá una exclusividad de doce años sobre la construcción del sistema de distribución y la recepción, conducción y entrega de gas dentro de la zona geográfica.

El periodo de exclusividad (al que se refiere el párrafo anterior) surtirá efectos a partir del momento en que la CRE otorgue el permiso correspondiente.

Los permisos de distribución no conferirán exclusividad en la comercialización de gas en la zona geográfica de que se trate.

El Artículo 81° del RGN (Metodología para el cálculo de las tarifas) estipula que la CRE expedirá, mediante directivas, la metodología para el cálculo de las tarifas iniciales y para su ajuste. La metodología debe permitir a los permisionarios que utilicen racionalmente los recursos, en el caso de las tarifas iniciales, y a los permisionarios eficientes, en el caso de su ajuste, obtener ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable.

Dicha metodología no será obligatoria cuando existan condiciones de competencia efectiva, a juicio de la Comisión Federal de Competencia. Los permisionarios podrán solicitar a ésta que declare la existencia de condiciones de competencia efectiva.

El Artículo 82° del RGN (Tarifas Máximas) establece que las tarifas para la prestación de los servicios serán tarifas máximas y deberán ser propuestas por los interesados en obtener un permiso. Sin embargo, las partes podrán pactar libremente un precio distinto a la tarifa máxima para un servicio determinado, siempre y cuando la tarifa convencional no sea inferior al costo variable de proveer el servicio establecido, determinado conforme a la metodología a que se refiere el artículo 81° del RGN. Los permisionarios no podrán condicionar la prestación del servicio al establecimiento de tarifas convencionales. Asimismo, se estipula que la CRE deberá asegurar que las tarifas permitan que los usuarios tengan acceso a los servicios en condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad.

El Artículo 95° del RGN (Permisos de transporte para usos propios) estipula que los permisos de transporte para usos propios serán otorgados para una capacidad y un trayecto determinados y sus titulares sólo podrán ser usuarios finales o sociedades de autoabastecimiento. Al respecto,

sólo los usuarios finales que consuman gas para usos industriales, comerciales y de servicios podrán constituir o formar parte de sociedades de autoabastecimiento. Las sociedades de autoabastecimiento sólo podrán entregar gas a los socios que las integren.

El Artículo 97° del RGN (Transporte para usos propios en zonas geográficas) establece que cuando la solicitud de permiso de transporte para usos propios se presente dentro de los primeros dos años del periodo de exclusividad del distribuidor de la zona geográfica donde se ubique el solicitante o cualquiera de los socios que formen parte de la sociedad de autoabastecimiento, deberá acreditarse un consumo promedio anual mayor a sesenta mil metros cúbicos diarios de gas o su equivalente por parte del solicitante o de la totalidad de los socios que formen parte de la sociedad de autoabastecimiento. Cuando la solicitud a que se refiere el párrafo anterior se presente dentro del tercero o cuarto año del periodo de exclusividad, se reducirá a treinta mil metros cúbicos diarios de gas o su equivalente el consumo promedio anual requerido.

El otorgamiento de permisos de transporte para usos propios dentro de una zona geográfica no estará condicionado a volúmenes mínimos de consumo a partir del quinto año del periodo de exclusividad del distribuidor correspondiente.

El Artículo 69° (Mercado secundario de capacidad) estipula que los usuarios podrán ceder directamente o autorizando al transportista para tal efecto, los derechos sobre la capacidad reservada que no pretendan utilizar. La capacidad que se pretenda liberar se publicará en el sistema de información que para tal fin establezca la CRE.

Perú

La reglamentación del acceso a terceros en el transporte está dada por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM (Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos) donde se establece la obligación y regulación del acceso a las redes de terceros. Asimismo, el acceso a terceros se contempla en el Decreto Supremo 040-99 EM, Reglamento de Ley de Promoción y Desarrollo de la Industria del Gas Natural, específicamente en el Artículo 3, numeral 3.2 literal a) y b).

El **Decreto Supremo N° 081-2007-EM** estipula las obligaciones para permitir el acceso abierto, los principios para administrar la capacidad disponible, la formación de ésta y la atención de solicitud del servicio de transporte. Asimismo contempla las condiciones de acceso a la red que deben ser normadas por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) como:

- Condiciones en función de las necesidades de los usuarios.
- Condiciones comerciales detallando los derechos del usuario a negociarlos para acceder al servicio.
- Condiciones de prioridad de atención a las solicitudes del acceso.

También establece que el solicitante de la concesión puede someter a la aprobación de la DGH condiciones diferentes a lo que contemple la norma de esta Dirección.

El Artículo 72° del Reglamento de Transporte (Obligación de permitir el acceso abierto) establece que el Concesionario está obligado a permitir el acceso no discriminatorio de solicitantes, siempre que sea técnicamente viable. En los casos de otorgamiento de Concesión por licitación o concurso público, las bases y el Contrato de Concesión, sólo para fines de promoción de la inversión privada, pueden establecer limitaciones por un plazo determinado a la obligación de acceso abierto que tiene el Concesionario y al derecho de acceso abierto que tiene el Usuario o Solicitante, de tal manera que el acceso a la Capacidad Disponible del Sistema de Transporte estará referida únicamente al Transporte de Hidrocarburos producidos por uno (1) o más Productores determinados en las bases y el Contrato de Concesión. Durante dicho plazo, las demás disposiciones sobre acceso abierto del Reglamento que resulten aplicables deberán ser cumplidas por el Concesionario, los Usuarios y Solicitantes. Vencido el mencionado plazo, serán de aplicación todas las disposiciones sobre acceso abierto previstas en el Reglamento.

El Artículo 79° del Reglamento de Transporte (Derecho de Preferencia sobre la capacidad del ducto) establece que los contratos suscritos al amparo del Artículo 10° de la Ley 26221 deberán establecer un plazo vencido en el cual concertarán dar acceso abierto al Ducto Principal y por lo tanto

su autorización de operación de un Ducto Principal se convertirá en una Concesión de Transporte, con los derechos y obligaciones de la misma, bajo las condiciones señaladas en el presente Reglamento, salvo que el acceso abierto se otorgue antes de dicho plazo mediante el acuerdo a que se refiere el Artículo 81° (Acuerdo para prestar servicio de transporte a través del incremento de un Ducto Principal) o que el Contratista lo haya solicitado antes de dicho plazo. El Contratista mantendrá el derecho de preferencia sobre la Capacidad del Ducto para el transporte de la producción obtenida al amparo del contrato bajo el cual se construyó el Ducto Principal, excepto si se realizan ampliaciones de capacidad con aportes de terceros, en cuyo caso es el aportante quien tendrá la preferencia sobre dichas ampliaciones.

El Artículo 65° del Reglamento de Transporte (Transferencia de Capacidad Contratada) estipula que corresponde al Ministerio de Energía y Minas expedir las normas que regulen la transferencia de Capacidad Contratada. Tratándose de Concesiones comprendidas dentro de los alcances de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, los Usuarios de la Red a que se refiere dicha Ley, no podrán efectuar transferencias de capacidad en tanto se encuentre vigente la garantía prevista en la Ley N° 27133.

El **Decreto Supremo 040-99 EM**, establece que no se pueden aplicar condiciones desiguales para prestaciones equivalentes. Contempla el acceso abierto sin discriminación con excepción de los Consumidores no Iniciales.

El **Decreto Supremo N° 016-2004-EM** (Aprueban Condiciones Generales para la Asignación de Capacidad de Transporte de Gas Natural por Ductos) establece las condiciones generales para la asignación de capacidad de transporte de gas natural por ductos para ampliaciones previstas y ampliaciones propuestas.

Ampliaciones previstas: Que el Concesionario ha decidido realizar al momento de llevar a cabo una oferta pública de capacidad, o las que debe realizar de acuerdo a la Ley o a su Contrato.

Ampliaciones propuestas: Que el Concesionario ofrece realizar en una oferta pública de capacidad y cuya decisión de llevarla a cabo está sujeta a que las Solicitudes de Capacidad presentadas permitan hacer técnica y económicamente viable la ampliación ofrecida.

El Artículo 5° del Decreto Supremo N° 016 - 2004-EM (Oferta Pública) contempla que el Concesionario, cada doce (12) meses como mínimo, de existir Capacidad Disponible, deberá realizar una Oferta Pública a efectos de determinar la existencia de interesados en contratar dicha Capacidad Disponible o la capacidad que se origine por las Ampliaciones Previstas o Propuestas de su Sistema de Transporte. En caso de existir interesados en contratar Capacidad Ofertada, la asignación de esta Capacidad Ofertada se realizará bajo la modalidad de Servicio Firme (SF), conforme al procedimiento previsto en las presentes Condiciones.

El Artículo 7° del DS 016-2004-EM (Procedimiento de Oferta Pública) establece el procedimiento de asignación de la Capacidad Ofertada del Sistema de Transporte.

El **Decreto Supremo N° 018-2004-EM** establece las normas del servicio de transporte de gas natural por ductos. Se estipula las características de los Servicios Firmes e Interrumpibles en el transporte de gas natural.

El **Decreto Supremo N° 048-2008-EM** que modifica el Reglamento de la Ley N°27133 (aprobado mediante Decreto Supremo N°040-99-EM) establece que el Concesionario puede solicitar al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) el inicio del proceso regulatorio para determinar las tarifas reguladas que consideren las nuevas inversiones necesarias para ampliar la capacidad de transporte o distribución por encima de la Capacidad Mínima de la Red.

4. Experiencias Regulatorias sobre el Acceso a Redes en la Unión Europea

La Directiva de Gas 98/30/CE (Primera directiva) establecía la elección entre el acceso regulado (tarifas y las condiciones de acceso publicadas por el transportista) o negociado (bilateralmente) a las redes de ductos de gas natural. Posteriormente, la Directiva de Gas 2003/55/EC (Segunda directiva) estableció el acceso regulado (tarifas reguladas) a las redes de transporte y distribución y a las instalaciones de GNL, para las instalaciones de

almacenamiento el acceso puede ser regulado o negociado. Asimismo, la Segunda directiva contempla exenciones al acceso a terceros en el caso de nueva infraestructura (interconexiones entre Estados miembros, instalaciones de GNL y almacenamiento) siempre que sea solicitada. También se pueden aplicar exenciones cuando se trate de aumentos significativos de capacidad de infraestructura existentes y a las modificaciones de dichas infraestructuras que permitan se desarrollen nuevas fuentes de suministro de gas natural.

La Segunda directiva se rige mediante el Reglamento 1175/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. En el reglamento se establecen los principios que deben seguir las tarifas de acceso a las redes, los servicios de acceso a terceros, los principios de los mecanismos de asignación de la capacidad y de gestión de la congestión, requisitos de transparencia de información para los agentes, los principios de las tarifas de balance y los intercambios de derechos de capacidad.

En Enero de 2007, el Sexto Reporte de la Comisión Europea sobre Competencia en el Sector Energético concluyó que la competencia en el sector de gas natural estaba lejos de ser alcanzada y por tanto debía trabajarse en una tercera reforma para lograr la competencia a través de una mayor efectividad en la implementación del AAT. Se recomendó trabajar en aspectos sobre el compromiso entre los contratos de largo plazo y la reserva de capacidad, medidas para aplicar una administración de la congestión contractual a través del principio “se utiliza la capacidad de reserva o se pierde dicha capacidad”, con ello se permite liberar la capacidad contratada pero no utilizada, de manera que pueda ser usada por terceros para mejorar el acceso a la información e incrementar la capacidad de transporte de las redes. Asimismo, en el reporte se sostiene que las exenciones al AAT son importantes si aplican a nueva infraestructura para nuevas fuentes de gas natural o nuevos competidores, pero establece que el alcance y duración de los contratos, específicamente la capacidad inicial debe ser asignada a través de un proceso competitivo (open season).

5. Problemática Encontrada en el Acceso Abierto en Latinoamérica

Los problemas relacionados con el acceso abierto a las redes de transporte y distribución de gas natural corresponden a problemas de implementación y supervisión de su cumplimiento ya que en la normativa revisada en la sección 4, se observa la presencia del acceso sin discriminación como principio fundamental de la regulación.

En su implementación encontramos los siguientes problemas:

- El mayor problema con la implementación del acceso abierto es la necesidad de una mayor transparencia en la información de acceso para todos los agentes:
 - Es necesario que los productores publiquen sus reservas por cada campo en una forma estandarizada, que sea aceptada y conocida por la industria, de manera que los agentes tomen las mejores decisiones. También sería de mucha utilidad conocer la producción histórica mensual y anual de producción de gas natural para un mejor conocimiento de performance de los campos.
 - Sobre la capacidad de utilización y capacidad disponible de los ductos, mayor precisión sobre la definición de la capacidad disponible y los procedimientos que deben seguirse para la asignación de ésta. El acceso a la información sobre esta capacidad de los ductos es fundamental para fomentar el acceso sin discriminación, información veraz, oportuna y de fácil acceso que permita a los involucrados tomar las mejores decisiones sobre los servicios de transporte y distribución.
- En mercados maduros y/o congestionados debido a que no existe capacidad disponible no puede implementarse el acceso abierto; por tanto, mayores compromisos de inversión se necesitan para dar viabilidad al acceso a terceros.
 - En Bolivia, el gasoducto Río Grande – Chiquitos y Chiquitos – Matún está utilizado

al 100% y no hay posibilidades de dar acceso a otros cargadores, existe una capacidad solicitada que no puede ser atendida porque el proceso de ampliación de la capacidad fue suspendido por la Superintendencia de Hidrocarburos en mayo de 2006 (Gas Transboliviano). Existen diversos tramos del sistema de transporte que están utilizados casi a su máxima capacidad por lo que se necesita ampliar la capacidad de transporte para facilitar el acceso a los servicios de transporte.

Cuando se presenta el problema de la congestión en las redes existentes es necesario dar las señales adecuadas para su remoción. Esto puede lograrse a través de subastas para acceder a la adición de capacidad en las redes congestionadas y al otorgamiento de permisos (concesiones, autorizaciones) para la construcción de nuevos ductos de transporte.

- En situaciones donde existe un conflicto entre el acceso a terceros y las inversiones es posible otorgar exoneraciones a la aplicación del AAT, tal como se presenta en el mercado Europeo donde es un tema en conflicto.

Una alternativa para incrementar el acceso a las redes considerando la necesidad de proteger los intereses de los inversores originales de nueva infraestructura de transporte (ductos, almacenamiento, instalaciones de LNG) es a través de los esquemas "Open Season". En este esquema, por ejemplo, el proyecto de un gasoducto es publicitado y las partes interesadas pueden adherirse a los inversores originales antes de la construcción del ducto y conseguir una parte de la capacidad del gasoducto, debido a que el ducto es construido con capacidad extra; ésta parte de la capacidad disponible puede ser otorgada posteriormente mediante mecanismos de subastas para su asignación, las mismas que deben estar en concordancia con los requerimientos que impone el AAT.

- Implementar el mercado secundario de capacidad para lograr el uso óptimo de las redes y que a su vez permita una oportunidad para acceder a éstas. Una de las formas de acceso a las redes es a través de los mercados secundarios de capacidad, requisito para

tenerlo es que se posean diversos agentes desde el lado de la oferta y demanda del gas natural para hacer uso del mercado de reventa de capacidad de transporte. Por tanto, la elegibilidad de quienes pueden participar en el mercado de reventa es crucial.

- Una fuente de controversia es la provisión del bypass físico al distribuidor local por ciertos clientes para el suministro de gas natural conectándose directamente a las redes de transporte. El bypass físico se refiere a una situación donde el usuario final recibe gas directamente desde las instalaciones de transmisión y no usa las instalaciones del distribuidor local que tiene la concesión de distribución en el área donde se realiza el bypass físico. Por tanto, el bypass involucra que se evite totalmente la utilización del sistema de distribución para el transporte del gas. Cabe señalar que el acceso a la red de transporte a través del bypass físico no debería ser permitido si el distribuidor (empresa distribuidora local) puede ofrecer económicamente el servicio de distribución, esta opción debería estar sujeta a la aprobación del ente normativo correspondiente.

Por ejemplo, en Brasil se pueden presentar conflictos entre la regulación estatal y federal respecto a tópicos relacionados con el bypass físico. La regulación Mexicana también contempla la posibilidad de este bypass. Al respecto, en la regulación Canadiense, específicamente en Ontario, para la aprobación del bypass físico por parte del regulador se tienen ciertas consideraciones:

- Factores técnico-económicos relacionados al distribuidor, al que solicita el acceso a la red y los otros clientes del distribuidor.
- Análisis de todas las alternativas para el bypass físico.
- Factores de seguridad y ambientales.
- Política pública.
- El tipo de bypass (si corresponde a un solo usuario, grupo de usuarios o si corresponde a una carga incremental).
- La duración del bypass; es decir, si el usuario final retorna a ser atendido por el distribuidor.
- Entre otros factores relevantes a cada caso específico.

- Un problema relacionado con la masificación del uso del gas natural y por tanto acceder a los servicios de transporte y distribución tiene relación con la señal de precios por estos servicios. La señal de precios del servicio de transporte puede estar relacionada con la distancia o tener un cargo o tarifa única (estampilla). En el caso de la distribución, donde la red es más densa, es más difícil distinguir la ruta sobre la cual el gas se traslada, de manera que en estos casos usualmente se puede considerar un cargo o tarifa estampilla. Sin embargo, uno de los problemas asociados con los precios estampilla es que se produce un subsidio entre los usuarios que utilizan la red en cortas distancias y los que utilizan la red en grandes distancias. Mientras que uno de los problemas asociados con los precios que reflejan la distancia de transporte es que podría dificultarse la expansión de la red y, por tanto, su acceso cuando no se tenga demanda suficiente para atender a nuevos usuarios conectados en los extremos de la red.

6. Conclusiones

66

El acceso a las redes de transporte y distribución en el mundo tiende a adoptar la modalidad de acceso regulado en lugar del acceso negociado, tal como se puede observar en la evolución de la normativa en Brasil y Europa, donde inicialmente se contemplaba la posibilidad que el acceso de terceros a las redes podía ser negociado. La Ley 11.909/09 (marzo de 2009) en Brasil contempla el acceso regulado a las redes de transporte por parte de terceros, asimismo la Segunda Directiva de Gas Natural en Europa establece que el acceso a la red es regulado.

En relación a la transparencia en el acceso a la información técnica sobre las reservas y la capacidad de utilización y capacidad disponible, se necesita una mayor exigencia regulatoria sobre su implementación. Existen ejemplos importantes como Colombia, donde la empresa transportista Transportadora de Gas del Interior (TGI) tiene implementado el Boletín Electrónico de Operación de la Red de Transporte, que es un sistema de información electrónico a través de Internet, de acceso libre en línea y de

carácter permanente, cuyo objeto es poner a disposición de los diferentes agentes, como mínimo, la siguiente información: manual del transportador, ciclo de nominaciones, volumen total transportado diariamente por gasoducto, ofertas de liberación de capacidad, capacidad disponible primaria, solicitudes de servicio, capacidad contratada y cuentas de balance.

Dentro de la información y procedimientos comerciales que se contempla en el manual del transportador sobre el que se tiene acceso a información tenemos: los cargos por servicios (regulados y convenidos), procedimientos comerciales como solicitud y asignación de servicio de transporte, subasta de capacidad disponible primaria, liberación de capacidad, solicitud de desvíos, nuevas conexiones, también se presenta información sobre la metodología de costos de conexiones, de puntos de entrada y salida. En relación a la información de remitentes, se tiene información sobre las cuentas de balance, los acuerdos operativos sobre asignación, la capacidad de transporte disponible, contratada, capacidad nominal y solicitudes de capacidad firme. En el caso de Argentina, se tiene el mercado electrónico de gas, creado mediante el Decreto 180/2004, cuya función principal es fomentar la transparencia en el funcionamiento físico y comercial de la industria del Gas Natural y coordinar en forma centralizada y exclusiva todas las transacciones vinculadas a mercados de plazo diario. Asimismo, las empresas transportadoras y distribuidoras deben publicar sus tarifas para los diferentes servicios y categorías.

En relación al compromiso entre las exenciones al AAT y las inversiones en infraestructura de transmisión existen casos como Perú donde por cierto período no se puede otorgar acceso a terceros, en el caso del ducto de transporte de Camisea. Asimismo, cuando se trata de mercados emergentes, en algunos casos se tienen exoneraciones temporales para la implementación del mercado secundario de capacidad. Las exoneraciones a la aplicación del AAT y del mercado secundario de capacidad de transporte deben concluir y dar paso a una mayor competencia, para ello es fundamental que se exija la aplicación de la transparencia en el acceso a la información para la toma de decisiones de los agentes.

Finalmente, la forma de evaluar si el AAT promueve el acceso y la competencia es analizar si los

procedimientos, términos y condiciones del acceso son transparentes, de pleno conocimiento de las partes y no discriminatorios. Como tópicos de análisis más específicos tenemos:

- Casos de prioridad de acceso a las redes, por ejemplo prioridad para las empresas distribuidoras en el caso de las redes de transporte y hospitales y domicilios en el caso de la red de distribución.
- Contemplar un sistema de subasta para la asignación de la capacidad disponible de la red de transporte.
- Establecer un procedimiento para el rechazo al acceso a las redes fundamentado en la falta de capacidad o en la necesidad de nueva infraestructura que no puede ser atendida económicamente (viabilidad técnico – económica).
- Supervisar que la separación de las actividades propias de la provisión del servicio de la comercialización sea efectiva y que no sea causa de discriminación al acceso de terceros.
- Establecer un procedimiento específico sobre los cuales el ente regulador puede otorgar exenciones al acceso de las redes de transporte cuando se trate de nueva infraestructura de transporte.

7. Bibliografía

- Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Diario Oficial de la Unión Europea. 2003.
- DG Competition Report on Energy Sector Inquiry (2007). European Commission. Bruselas
- IEA (1994). Natural Gas Transportation: Organisation and Regulation. OECD, París.
- IEA (2000). Regulatory Reform: European Gas. OECD, París.
- IEA (2003). South American Gas: Daring to Tap the Bounty. OECD, París.
- IEA (2008). Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe. OECD, París.

- LEI N° 11.909, DE 4.3.2009 - DOU 5.3.2009, Brasil.
- LEI No 9.478. 1997, Brasil.
- LEY N° 24.076 GAS NATURAL. Marco Regulatorio de la Actividad. Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado. Transición. Disposiciones Transitorias y Complementarias. Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina 1992.
- Reglamento (CE) n° 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo. 2005.
- Resolución Administrativa SSDH No 037012002. Texto Ordenado de las Normas de Libre Acceso en Bolivia. 2002.
- Reglamento de Gas Natural. Comisión Reguladora de Energía México. 1995.
- RESOLUCIÓN CREG 071 de 1999. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT). Comisión de Regulación de Energía y Gas Colombia.
- Resolución N° 27/2005. Agencia Nacional del Petróleo. Brasil.
- Resolución N° 28/2005. Agencia Nacional del Petróleo. Brasil.
- Resolución N° 29/2005. Agencia Nacional del Petróleo. Brasil.





Análisis de las Políticas Energéticas en los Estados Unidos y Europa

GERARDO FERNÁNDEZ FARFÁN
(PERÚ)

Gerardo Fernández F.

Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional del Callao, con Maestría en International Energy Management y especialización en Gestión del Medio Ambiente en el New York Institute of Technology (USA) y una especialización en Administración en la Universidad ESAN.

Posee una sólida formación académica en la industria del gas natural. Su tesis de Maestría se desarrolló en torno a la estructura del mercado local y global, conocimiento del Gas Natural Licuado (LNG), Mercado Global de LNG, procesos de producción, transporte, licuefacción y regasificación. Con experiencia en gestión, planeamiento, fiscalización y supervisión en el sector público, privado y a nivel internacional, así como en proyectos de energía y políticas corporativas medio ambientales. Actualmente se desempeña como consultor independiente en temas energéticos.

El desarrollo de las sociedades se caracteriza por un sustancial consumo de energía, principalmente de los combustibles fósiles, necesario para la operación de la infraestructura física y para la producción de servicios esenciales. La sensibilidad en los precios de los hidrocarburos, la reducción exponencial de las reservas y el deterioro de la situación geopolítica internacional, especialmente en regiones y países importantes en el mercado del gas y del petróleo, como productores o países de tránsito, ha generado cierta sensación de urgencia en los gobiernos de los países consumidores para afrontar los retos relacionados con el suministro de energía.

En las últimas tres décadas los países industrializados tomaron una serie de medidas para satisfacer la demanda de energía y se empezó a utilizar un concepto llamado “seguridad energética”, con frecuencia centrado en la seguridad de abastecimiento que está asociada a la disponibilidad de una oferta adecuada de energía a precios asumibles. Bajo este marco, la seguridad de abastecimiento abarca dos conceptos diferentes: el hecho económico de una cierta cantidad de hidrocarburos suministrada a un precio determinado, y el concepto psicológico de seguridad, basado en una percepción, y por tanto de carácter subjetivo. En ese contexto los países industrializados van dejando de utilizar el concepto de seguridad energética que tiende a primar una visión a corto plazo, por un enfoque a largo plazo basado en reducir la vulnerabilidad y aumentar las interconexiones de las redes energéticas.



Hoy en día los países industrializados plantean Políticas Energéticas que priorizan, la eficiencia energética, la inversión en ciencia y tecnología en la generación de energía de fuentes no convencionales y el desarrollo sostenible capaz de responder al cambio climático y a la nueva situación económica que se plantea para disponer de energía sostenible, limpia, segura, competitiva y reducir la dependencia de los hidrocarburos en el mediano y largo plazo.

Este artículo pretende hacer un análisis de las políticas energéticas y las estrategias a nivel mundial en dos de los principales consumidores de energía, los Estados Unidos y la Unión Europea, teniendo en consideración los recursos energéticos, localizaciones geográficas, tecnologías energéticas y las medidas legislativas para lograr la masificación del consumo de energías renovables y el desarrollo sostenible.

1. Desarrollo y Política Energética de los Estados Unidos

Estados Unidos, en el 2008, presentó un agudo desbalance entre su producción y consumo de petróleo dado que tan sólo produjo 305.1 millones de toneladas, lo que representa el 7.8% de la

producción mundial; en tanto su consumo llegó a los 884.5 millones de toneladas, lo que representa el 22.5% del consumo mundial; además, debe resaltarse el hecho de que sus reservas probadas tuvieron un ratio de R/P (reservas entre producción) equivalente al 12.4.

Ello evidencia la gran vulnerabilidad de esta potencia en relación a su suministro energético, debido a su gran dependencia al petróleo y al aprovisionamiento de éste por parte de terceros.

Este panorama se viene presentando hace muchos años atrás, por ello en el año 2005 se firmó el Acuerdo de Políticas Energéticas (EPAAct por sus siglas en Inglés), cuyo objetivo está orientado a desarrollar una nación segura, próspera y menos dependiente de la importación de fuentes de energía.

Para complementar las metas del EPAAct han sido propuestas dos iniciativas adicionales: la Iniciativa Americana de Competitividad (ACI por sus siglas en Inglés) y la Iniciativa de Energía Avanzada (AEI por sus siglas en Inglés). Estos tres protocolos constituyen el compendio de las metas a largo plazo en cuanto a energía y han marcado el camino a seguir para el logro de las mismas.

El ACI reconoce la necesidad de incrementar sustancialmente la inversión en ciencia y tecnología

para asegurar el desarrollo económico y energético de la nación, mientras el AEI busca incrementar en forma significativa la inversión nacional en combustibles alternativos y tecnología de energía limpia que, con el tiempo, pueda transformar la matriz energética americana.

Los primeros pasos importantes que se han dado están relacionados con diversificación de la energía, la eficiencia energética, la conservación y el mejoramiento de la infraestructura.

La estrategia del EPAAct, anuncia importantes metas nacionales y pone a Estados Unidos en el camino a aumentar su autosuficiencia energética mediante la diversificación en el suministro de energía y disminuir la dependencia en la importación de fuentes de energía; incrementar la eficiencia y conservación de la energía en residencias y negocios, mejorar la eficiencia en automóviles y modernizar la infraestructura energética. Para lograr las metas antes mencionadas, este país estima necesario apoyarse en la Ciencia y la Ingeniería.

Iniciativa Americana de Competitividad (ACI):

El ACI reconoce que para lograr las metas trazadas se necesita asignar recursos económicos para programas de investigación en ciencias físicas por los siguientes 10 años.

Iniciativa de Energía Avanzada (AEI):

El AEI propone incrementar en forma significativa las fuentes alternativas de energía y tecnologías limpias para transformar la matriz energética y disminuir la dependencia de los Estados Unidos.

La implementación del EPAAct está basada en el progreso de los siguientes puntos:

- a) La diversificación de fuentes de energía mediante:
- El fomento de fuentes alternativas y renovables de energía.
 - La expansión de la generación de energía nuclear de una manera segura y responsable.
 - El incremento de la producción doméstica de combustibles convencionales.
 - La inversión en ciencia y tecnología en la generación de nuevas fuentes de energía.

- b) El incremento de la eficiencia y conservación energética en los sectores residenciales, comerciales, industriales y en el transporte.
- c) La modernización de la infraestructura en la transmisión y distribución de energía eléctrica.
- d) La expansión de la estrategia de las reservas de petróleo y gas natural.

1.1 Diversificación de Fuentes de Energía

De acuerdo con lo que estima la Administración de Información de Energía (EIA por sus siglas en Inglés), el consumo global de energía en el 2015 se va a incrementar en un 34% y se espera que el incremento más grande se dé en los países de economías emergentes como China, India y otros de Asia. Se estima también que los Estados Unidos y otros países del mundo van a incrementar su consumo de combustibles fósiles.

Esto ha llevado a los Estados Unidos a cambiar el rumbo para desarrollar y utilizar fuentes alternativas de energía que sean más limpias y seguras, así como la producción más eficiente de las fuentes existentes. De esta manera se busca incrementar la seguridad energética y su economía nacional, disminuir la dependencia en los combustibles fósiles y mejorar el medio ambiente. Entre las medidas más importantes a tomar se encuentran:

1.1.1 La promoción de fuentes de energía alternativa y renovable

Estas medidas están orientadas a impulsar la producción y uso de energía hidroeléctrica, eólica, solar y de biomasa. Para ello se están implementando las siguientes acciones:

- **El desarrollo de nuevas biorefinerías** para la producción de biocombustibles, bioproductos y biomasa. El Departamento de Energía (DOE) va a asignar fondos para proyectos demostrativos que ayuden a atraer nuevas tecnologías al mercado. EPAAct estima que una vez que las biorefinerías estén operando y los costos de construcción estén cubiertos, éstas deben operar sin

subsidios del gobierno. En el año 2006 el gobierno de los Estados Unidos anunció la asignación inicial de 50 millones de dólares americanos para financiar estos proyectos. La financiación total para este proyecto de tres años es de 160 millones de dólares americanos.

- **Dar garantías por préstamos para incentivar la inversión privada en nuevas tecnologías energéticas:** Las garantías consisten en compartir riesgos asociados con las nuevas tecnologías desarrolladas. Estas garantías hacen más atractiva la participación para los inversionistas en proyectos asociados con nuevas tecnologías. Entre las nuevas tecnologías figuran proyectos de carbón limpio que generan electricidad y producen combustible, nuevas plantas de energía nuclear, la construcción de nuevas plantas de producción de vehículos eficientes y plantas que convierten la biomasa en etanol y otros proyectos de energía renovable que empleen tecnología innovadora. El DOE ha establecido la Oficina del Programa de Garantías de Préstamos y ha publicado lineamientos detrás de este programa y ha asignado, hasta el año 2006, 2 billones de dólares americanos en préstamos.
- **La producción de energía hidroeléctrica, solar, biomasa y viento:** Otra de las medidas es la disponibilidad de energía de fuentes renovables. El EAct prevé incentivos tributarios para la producción de energía renovable, lo cual reduce el costo de la electricidad generada de fuentes como viento, sol y biomasa. El EAct también está agilizando los procesos de licencias para plantas hidroeléctricas. Hasta el año 2007 Estados Unidos tuvo 27 nuevas plantas de bioetanol lo que constituye más de 2.2 billones de galones en producción, así como 45 proyectos de plantas geotermales que proveerán entre 1,780 y 2,050 megawatts de energía limpia. Por otro lado la Iniciativa Americana de Energía Solar (SAI) propuesta en 2007 está trabajando en el desarrollo de nuevas tecnologías en energía solar que incluyen sistemas fotovoltaicos y de radiación concentrada, lo que hará que este tipo de energía pueda competir con



otras fuentes más económicas, con esto se intenta proveer de energía solar a un millón de hogares, lo que representa una reducción de 10 millones de toneladas métricas en emisiones de CO₂.

1.1.2 Incentivar la producción de Energía Nuclear de una forma segura

Hoy en día la energía nuclear es la única fuente desarrollada que tiene el potencial de suplir grandes cantidades de energía sin emitir contaminantes o dióxido de carbono, sin embargo los Estados Unidos no ha entregado licencias para la construcción de nuevas plantas de energía nuclear en los últimos 30 años, el EAct asume que esto debe cambiar en una forma ambientalmente responsable, con un adecuado manejo de los desechos nucleares y minimizando los peligros que posee la proliferación nuclear en la posesión para el terrorismo. Algunas de las acciones de implementación son:

- **Incentivo para construir plantas avanzadas de energía nuclear:** EPAAct trabaja en la promoción de la licencia para la construcción de plantas de energía nuclear en los Estados Unidos, mediante seguros federales que evitarán penalizaciones por interrupciones de energía (*hold-ups*) para las seis primeras plantas nucleares construidas desde el 2008. El seguro va a cubrir costos asociados con ciertos retrasos por litigios y regulación que no son responsabilidad de las compañías, para lo cual el gobierno ha asignado 2 billones de dólares en seguros federales. Este seguro de riesgo es un incentivo importante para iniciar el proceso de licencias y construcción de nuevas plantas nucleares.
- **El establecimiento de la Asociación de Energía Nuclear Global (GNEP):** Complementario al EPAAct, el GNEP busca desarrollar consensos a nivel mundial para el uso de energía nuclear en forma segura, limpia de emisiones y económicamente factible. Propone el incremento de energía producida por fuentes nucleares, con una reducción de la cantidad de material desechado, reprocesándolo y reciclándolo con el llamado "*fuel cycle*". De esta forma se reduce la probabilidad de proliferación y uso para armas. Con esta iniciativa, el GNEP hace un llamado a los países desarrollados que provean de servicio de reciclaje de energía nuclear a países con menos recursos.
- **Asignación de fondos para la investigación de un reactor avanzado:** El EPAAct ha autorizado la asignación de fondos para la investigación, desarrollo y construcción del proyecto de la Planta de Energía Nuclear de Última Generación (NGNP), y de un reactor de demostración en el laboratorio Nacional de Idaho. El NGNP va a servir como un apoyo para ensayos en tecnologías avanzadas de reactores nucleares que ayudan al mejoramiento de las actuales plantas nucleares y para la cogeneración de hidrógeno con energía nuclear.
- **El cuarto Foro Internacional de Generación (GIF):** El GIF congrega a 10 países y a la Comisión Europea que patrocina la

cooperación internacional en investigación y desarrollo para la generación de energía nuclear más segura, más resistente a la proliferación y más económica. Esta nueva generación está diseñada para la producción de electricidad, hidrógeno y otros productos energéticos con una sustancial reducción de los desechos y sin emisiones de contaminantes ni gases de efecto invernadero.

1.1.3 Incrementar la producción interna de combustibles convencionales

Para reducir su dependencia en las importaciones de combustible, Estados Unidos ha orientado sus políticas a diversificar las provisiones de combustibles y otras fuentes de energía, así como a incrementar la producción interna de las mismas de una forma eficiente y ambientalmente responsable. Esta producción está asociada a la generación interna de petróleo, gas y carbón. Entre las principales medidas de implementación se encuentran:

- **La creación de una infraestructura adecuada de Gas Natural Licuado:** Para el año 2030 se estima que las importaciones de LNG en los Estados Unidos van a incrementarse de 0.6 Trillones de Pies Cúbicos (TCF) por año a 4.4 tcf por año, lo que requerirá un aumento importante de la importación de infraestructura adecuada. El EPAAct especifica que la Comisión Federal Regulatoria de Energía (Federal Energy Regulatory Commission - FERC), como la única jurisdicción y agencia líder en el proceso de regulación, la misma que autorizó desde el 2002 que la capacidad total de los Estados Unidos fuera de 4 Billones de Pies Cúbicos por Día (BCFD), más de 21 BCFD en capacidad de LNG.
- **El incremento de la disponibilidad de energía de carbón limpio:** El EPAAct ha autorizado fondos para la Iniciativa de Energía de Carbón Limpio (CCPI por sus siglas en Inglés) que busca incrementar la investigación, demostración y desarrollo de proyectos asociados al carbón, estas nuevas tecnologías van a ayudar a usar el carbón de una forma más limpia. El EPAAct ha autorizado fondos de 200 millones de dólares anuales

para este propósito. La meta es reducir la emisión de contaminantes como el dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y mercurio. Por otro lado el EPAAct ha promovido incentivos tributarios por 1.6 billones de dólares para el uso efectivo y tecnologías avanzadas y más limpias de carbón. Los esfuerzos se están centrando en la creación del proyecto FutureGen que consiste en la creación de la primera planta de combustible fósil con cero emisiones, la cual va a remover y secuestrar el CO₂ mientras en simultáneo producirá electricidad e hidrógeno de grado comercial de la planta de carbón.

- **Incentivar la producción de petróleo y gas natural a través de la inyección de CO₂:** Mediante esta iniciativa se incentivará el mejor aprovechamiento de petróleo y gas natural mediante la recuperación por inyección de CO₂ e indirectamente incentivando la secuestración de CO₂.
- **El desarrollo de arcillas de petróleo, arenas de petróleo y otros productos combustibles no convencionales:** El EPAAct ha coordinado y acelerado el desarrollo de combustibles no convencionales. Adicionalmente ha ordenado a la Secretaría del Interior para que asigne un área dedicada a actividades de investigación y desarrollo de estos.
- **Investigación en Hidratos de Metano:** Los recursos en hidratos de metano en los Estados Unidos están estimados en 200,000 trillones de pies cúbicos. El desarrollo de este recurso puede proveer de una gran fuente de gas natural para los años 2015 – 2020. Aún cuando el EPAAct reconoce que se requiere de una gran investigación en el área, apoya esta idea y ha autorizado el Programa de Investigación y Desarrollo en Hidratos de Metano para un proyecto que durará cinco años y que empezó en el 2006.
- **Dirigirse hacia una economía del Hidrógeno:** El EPAAct ha autorizado fondos para el desarrollo de componentes e infraestructura necesaria para la producción, transporte, almacenamiento y uso de energía de hidrógeno por un total de 1.2 billones de dólares, contando además con un plan de implementación de cinco años a partir del 2006. El EPAAct solicitó un reporte de los requerimientos para el incentivo de uso de energía solar para la producción de hidrógeno, el cual fue finalizado en enero de 2006, y también un estudio de los efectos de la transición de una economía de petróleo hacia el hidrógeno, así como una hoja de ruta para el desarrollo de la tecnología necesaria.
- **Liderar el camino de investigación en biocombustibles:** El EPAAct ha autorizado programas para promover la investigación en el mejoramiento de la tecnología y reducir costos en la producción de biocombustibles. El DOE ha anunciado que asignará 250 millones de dólares en la creación y operación de dos Centros de Investigación en Bioenergía y los centros de estudios también están autorizados para concursar y obtener plazas de investigación.
- **Aprovechamiento del potencial de la Energía de Fusión:** El EPAAct, vía el DOE, ha desarrollado el Programa de Ciencias de Energía de Fusión que incluye la participación de los Estados Unidos en el experimento internacional llamado ITER, cuyo propósito es demostrar que la fusión puede ser usada para la generación de energía eléctrica, y la construcción del proyecto internacional del reactor de fusión localizado en Cadarache, Francia, con costos compartidos entre Estados Unidos y otros seis socios internacionales.
- **Darle más importancia y administrar los programas científicos relacionados con energía:** El EPAAct ha propuesto la creación de la Secretaría de Ciencias para asesorar al Secretario de Energía en investigación y ha asignado al DOE para explorar formas de integración de los programas básicos de investigación científica e identificar oportunidades para usar la ciencia y

1.1.4 Investigación en Ciencia y Tecnología

La ciencia y tecnología juegan un papel importante en los retos energéticos de Estados Unidos. Entre las principales acciones de implementación están:



promover la innovación tecnológica e insertar, de este modo, la tecnología en el mercado.

1.2 Incrementar la Eficiencia de la Energía y Conservación en Residencias y Negocios

El EPAct ha establecido estándares para la eficiencia energética en edificios del gobierno. También establece estándares de conservación de energía para algunos servicios, auspicia un programa de cumplimiento de un código de energía para edificios y promueve incentivos para prácticas de energías inteligentes. Entre las medidas más importantes se encuentran:

- **El mejoramiento de la eficiencia energética en algunos servicios:** El EPAct ha establecido estándares para ciertos servicios como la calefacción, aire acondicionado, refrigerantes comerciales y algunas tecnologías en iluminación. En enero de 2006 se dieron los estándares para la eficiencia de 23 diferentes artefactos que consumen energía como calefactores y estufas, aire acondicionados, ventiladores y luminarias, lavadoras comerciales y residenciales, lavaplatos y hornos.
- **Incentivos tributarios para promover prácticas de energías inteligentes:** El EPAct ha establecido incentivos tributarios para aquellos consumidores que compren y usen productos EnergyStar® y para empresas, negocios e industrias que usen productos y realicen prácticas de edificios inteligentes como aislamientos térmicos en puertas,

techos y ventanas, calefacción inteligente y aire acondicionado. En residencias se puede adquirir un incentivo tributario que asciende al 30% del gasto (hasta 2000 dólares) por la instalación de energía solar para electricidad y agua caliente.

- **Promocionar la eficiencia y ahorro de la energía en agencias del Estado:** El EPAct pone a las agencias del gobierno como ejemplo de mejora en la eficiencia de la energía en todos sus edificios e instalaciones. Sólo durante el año 2007 las agencias del Estado han realizado proyectos de eficiencia energética por un valor estimado de 86 millones de dólares.
- **Reducción del consumo industrial de energía:** El EPAct promueve los acuerdos voluntarios con industrias que consumen cantidades significativas de energía. En octubre de 2005, se realizó una campaña de ahorro de energía en 200 de las plantas de mayor consumo de energía en el país. Hasta el año 2007 se ha reportado un ahorro de \$225 millones.

Mejoramiento de la eficiencia de energía en el transporte

El mejoramiento de la eficiencia en el transporte e impulso del desarrollo de fuentes alternativas es otra dimensión de la eficiencia energética. Para lograr estas metas, el EPAct estableció los estándares de energías renovables. Estos también contienen incentivos tributarios para la compra de vehículos que usen fuentes alternativas como híbridos. Entre las medidas más importantes a tomarse se encuentran:

- **Establecimiento de los estándares de Combustibles Renovables:** El EAct requiere que para el 2012, 7.5 billones de galones de combustibles renovables, como bioetanol y biodiesel, , por lo menos estén en el mercado para suministro.
- **Incentivos Tributarios para vehículos que usen eficiencia energética:** El EAct incentiva a los consumidores estadounidenses a comprar vehículos eficientes como los híbridos, fuel cell (eléctrico) y vehículos con motores alternativos, los créditos tributarios están disponibles desde enero de 2006.

1.3 Modernización de la Infraestructura Eléctrica

La modernización de la infraestructura eléctrica ayuda a reducir el riesgo de apagones de gran escala y minimizar los problemas de transmisión. Entre otras cosas, el EAct contiene algunas medidas contra la regulación desactualizada que desalienta la inversión en infraestructura nueva, ofrece incentivos tributarios para la construcción de nueva infraestructura y alienta el desarrollo de nuevas tecnologías para mejorar la eficiencia de la red energética. Las principales medidas son:

- **El reporte de congestiones en la transmisión de energía eléctrica y la designación de Corredores de Transmisión de Energía Eléctrica de Interés Nacional:** En este reporte se identifican tres grupos de áreas de acuerdo a la congestión y por tanto requieren la atención de los organismos competentes. Aquellas áreas con mayores problemas de congestión son las llamadas “áreas de congestión crítica”. El segundo grupo, “áreas de congestión preocupante”, requiere de una observación y estudios futuros para saber si aparecen problemas de congestión. Y finalmente el tercer grupo, “áreas de congestión condicional”, que hace referencia a las áreas donde la congestión aún no es aguda, pero existe la posibilidad de que lo sea si la demanda crece. Este reporte fue publicado en agosto de 2006, se publica cada tres años y es una herramienta importante para la gestión de mejoras en la infraestructura.

- **Coordinación de procesos federales para la autorización de nuevas instalaciones de transmisión:** Como resultado del EAct, el DOE emitirá regulación para la implementación de su rol como agencia líder para autorizaciones federales y revisiones medioambientales para las instalaciones de transmisión nuevas.
- **Designación de Corredores de Energía:** El EAct propone a los Departamentos de Energía, del Interior, de Agricultura y de Defensa para asignar corredores Multipropósito de Energía (para tuberías de petróleo, gas e hidrógeno, así como instalaciones de transmisión y distribución).
- **Modernización de la Infraestructura Energética Nacional mediante tecnología:** El EAct propone que el DOE desarrolle un plan de modernización de la infraestructura eléctrica a través del establecimiento de un programa de cinco años de investigación, desarrollo y demostración. El desarrollo de nueva tecnología asegurará la eficiencia y la integridad ambiental de los sistemas de transmisión y distribución de la electricidad.

1.4 La Expansión de las Reservas Estratégicas de Petróleo

El Acuerdo de Políticas de Energía asigna al Secretario de Energía un plan para la expansión de Reservas Estratégicas de Petróleo (SPR) de 700 millones de barriles a un billón de barriles de petróleo crudo, incluyendo la expansión de tanques de almacenamiento SPR existentes más allá de la capacidad actual (aproximadamente de 727 millones de barriles a 1 billón de barriles).

La SPR continuará el desarrollo y almacenamiento de petróleo que se encuentra a lo largo de la costa del Golfo. Estos almacenes proveen la más alta seguridad, menores riesgos ambientales y costos más bajos de operación y desarrollo.

Actualmente los SPR cuentan con cuatro lugares de almacenamiento con una capacidad

combinada para 727 millones de barriles y su expansión proyecta incrementar:

- La capacidad de almacenamiento de 727 millones de barriles a 1 billón de barriles.
- La máxima producción de SPR es de 4.4 millones de barriles por día a aproximadamente 5.9 millones de barriles por día.

La SPR prioriza, en primer lugar, la expansión de almacenes existentes el cual capitaliza la actual infraestructura y sus operaciones; además minimiza los costos de tiempo de construcción y operación. Sin embargo, el monto de la nueva capacidad que es razonable desarrollar en un almacén es limitado por el tamaño del lugar físico. Como máximo, el total de la capacidad de almacenaje de un almacén existente o nuevo será limitada, en aproximadamente 250 millones de barriles, esto debido a la seguridad y limitaciones en la red de distribución.

La región de Capline (en los bajos del río Mississippi) se ha convertido en una de las más grandes regiones para la importación y distribución de petróleo crudo, con el crecimiento de su industria de refinamiento y producción de petróleo del Golfo de México, la SPR va a asegurar su expansión que servirá a un total de 27 refinerías, 12 de ellas localizadas en los bajos del río Mississippi y 15 situados en la parte central del país, el cual importa más de 1.5 millones de barriles por día. La SPR

actualmente tiene un almacén en la región de Capline con solo 76 millones de barriles de capacidad, esto representa aproximadamente el 10% del inventario total de SPR y un máximo de capacidad de procesamiento de 515,000 barriles por día, el cual es aproximadamente un tercio (1/3) de la importación de crudo de la refinería. Adicionalmente los stocks de SPR se necesitan para suministrar la demanda en la región en caso se presente un eventual corte del suministro.

Con estas medidas la SPR y la expansión de la capacidad asegurarán un adecuado abastecimiento del país.

En el gráfico N° 1 mostramos el consumo de energía en los Estados Unidos al 2008 (99.305 Quadrillion de Btu).

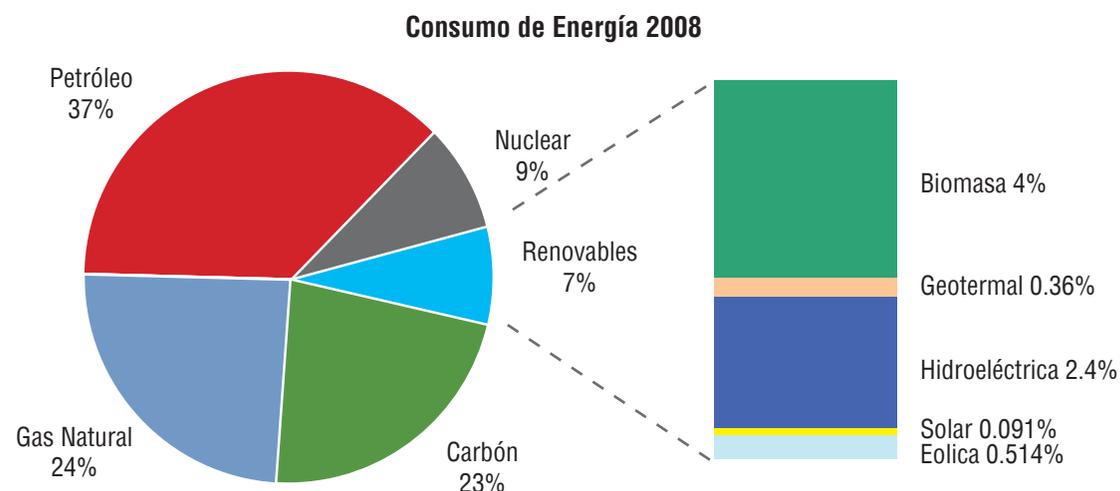
En la figura N° 2 mostramos el consumo de energía proyectado al 2020, con un incremento de consumo de energías renovables (134 Quadrillion Btu) de acuerdo a la política energética establecida por el EPA.

2. Situación Energética Actual en Europa

El consumo de energía en Europa (Europa & Eurasia) ha tenido un crecimiento uniforme en los últimos años. En el 2007, de acuerdo a la última data oficial, el consumo final de energía fue de 3009.7 Mtoe;

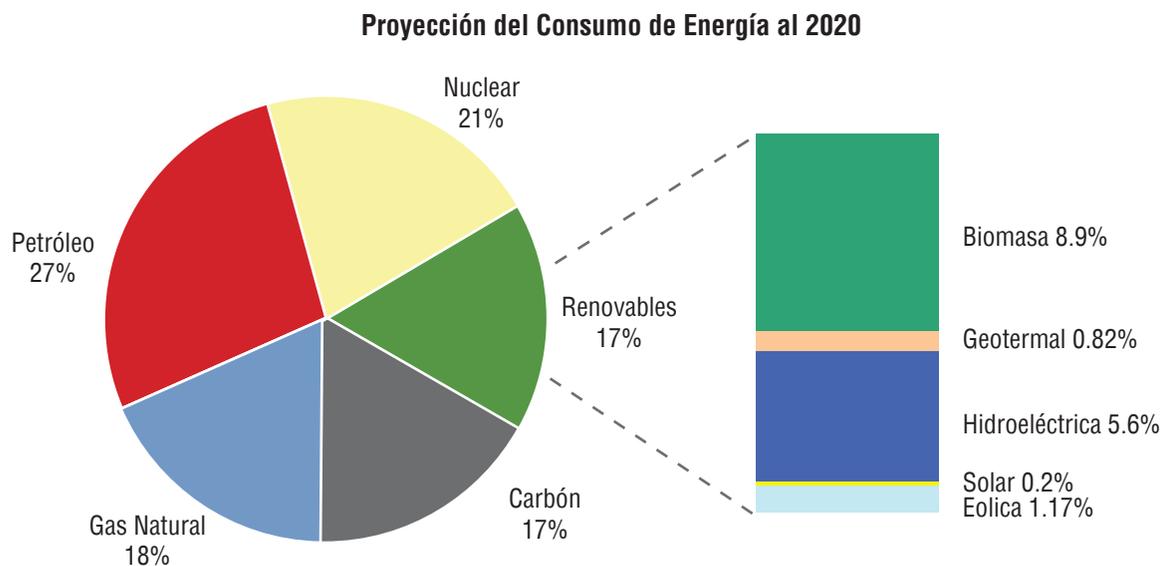
Consumo de Energía en los Estados Unidos. En dos escenarios, del 2008 al 2020

Figura N° 1



(Fuente: Energy Information Administration U.S.)

Figura N° 2



(Fuente: Energy Information Administration U.S.)

en el 2006 fue de 2963.2 Mtoe y en el 2005 fue de 2950.7 Mtoe.

El sector Transporte es el más grande consumidor final. El consumo final de energía usado excede al monto inutilizado por el sector industrial. Si hacemos la comparación, el transporte consumió casi un tercio del consumo final de energía, mientras que la industria y el sector residencial consumieron 28% y 26% respectivamente. Adicionalmente, a diferencia de otros sectores, el consumo en el transporte, donde el petróleo es el principal combustible, continuó incrementándose en la última década. Este crecimiento está asociado a dos factores: El acceso de nuevos países a la comunidad Europea (Bulgaria, República Checa, Hungría, Polonia y algunos Países Bálticos) que cuentan con una infraestructura importante en vías de transporte. Además el desarrollo del sector transporte en países como Irlanda, el Reino Unido, Dinamarca, Grecia y España hicieron que Europa incrementará considerablemente el consumo en este sector. A diferencia del transporte el consumo de energía en el sector industrial es estable. La restructuración de este sector en los años 90, especialmente en Europa Central y del Este, ayudó a prevenir el incremento de consumo de energía.

Las energías renovables al mismo tiempo ganaron tres puntos en el porcentaje total de consumo de energía. La mitad de este incremento fue logrado

durante los años 2000-2006, que reflejan la efectividad de las políticas para la reducción de emisiones de CO₂ y la dependencia de la importación de gas y petróleo. Sin embargo, la diversificación de energías renovables aún parece limitada (7% de consumo primario de energía) y la medida propuesta por la Comisión Europea es de incrementar a 20% el consumo final de energía.

La variedad de fuentes para el consumo de energía varía ampliamente en los países de Europa. En cierto grado esto depende de la producción doméstica de cada país; por ejemplo, El Reino Unido es un importante productor de gas y petróleo, por lo tanto también es un importante consumidor; Dinamarca, donde la producción local es dominada por el petróleo también consume mucho de éste; mientras otros países, como Polonia y Estonia, tienen muchas reservas de combustibles sólidos y producen energía eléctrica con estos. El uso de la energía nuclear es considerable en muchos de los países que han optado por su uso: Francia 42%, Suecia 35%, Lituania 26%, Bulgaria 24% Eslovaquia 24% y Bélgica 21%.

Por otro lado, **Europa es un importador neto de combustibles fósiles**, a pesar del mejoramiento de su producción interna, ésta ha descendido notablemente. La dependencia en la importación no es un problema como tal, pero requiere políticas apropiadas para dejar de serlo. La producción interna satisface

menos de la mitad de sus necesidades, logrando que la dependencia en la importación sea de 56%. El petróleo compone el 60% de las importaciones, seguido por el gas natural que representa el 26% y los combustibles sólidos el 13%. La proporción de electricidad importada y de energía renovable es casi insignificante (menos del 1%).

En el 2008 la Unión Europea importó 608 Mtoe de petróleo y la mayoría de las importaciones vinieron de la OPEC (38%) y Rusia (33%); mientras que Noruega y Kazajistán, respectivamente, suministraron el 16% y 5% de petróleo. La Unión Europea produce menos de un quinto (1/5) de su consumo total de petróleo. Viendo a la Unión Europea como un todo, la situación es mejor en el sector del gas desde que la producción local (desde Holanda y el Reino Unido) satisface dos quintos de las necesidades de consumo. El gas es importado principalmente de Rusia (42%), Noruega (24%), Argelia (18%) y Nigeria (5%).

El Carbón es menos importado y los países que más suministran de éste a la Unión Europea son: Rusia (26%), Sudáfrica (25%), Australia (13%), Colombia (12%), Indonesia (10%) y los Estados Unidos (8%).

Apesar que la dependencia en la importación de energía es alta y continúa incrementándose, la situación varía de país en país. Dinamarca, por ejemplo, es el único país completamente independiente, mientras que algunos países como Polonia y el Reino Unido tienen una dependencia no muy alta (20%). En el otro extremo están Irlanda, Italia, Portugal y España, cuya dependencia en la importación es aproximadamente el 80%, y pequeños países como Malta y Chipre (de acuerdo a su situación geográfica), junto a Luxemburgo, son totalmente dependientes de la importación de energía.

La producción de energía en la Unión Europea ha venido declinando especialmente desde el 2004. En el 2006 la producción local fue de 880 Mtoe de los cuales la energía nuclear es la más importante (30%), seguida por los combustibles sólidos (22%), gas natural (20%), petróleo (14%) y renovables (14%).

En el 2006 la Unión Europea emitió 5143 toneladas métricas de CO₂, 7.7% menos comparado a los niveles en 1990, siguiendo un período de reestructuración industrial en Europa Central y del Este a comienzos de los años 90. Las emisiones

de Gases de Efecto Invernadero (GHG) se volvieron a elevar después del 2000 y las emisiones de CO₂ representaron el 77% de los GHG en el 2006. La intensidad de emisiones de CO₂ medidos como KgCO₂ por toe ha estado declinando y en el 2006 bajó a 2498 KgCO₂/toe.

La industria de la Generación de energía generó el monto más alto de emisiones de CO₂ (37%) en el 2006, seguido por el transporte (23%), la industria de la manufactura y la construcción (15%) y el sector residencial (11%). Entre 1990 y 2006 las emisiones de CO₂ del transporte incrementaron en 26%, siendo éste el único sector que mostró un incremento sustancial durante este periodo.

Entre los más grandes emisores de CO₂ tenemos a: Alemania 21%, El Reino Unido 13%, Italia 11%, Francia 9%, y España 8%. Sin embargo en términos de intensidad de CO₂, que da una indicación del CO₂ contenido en el combustible mezclado, altos niveles han sido alcanzados en Malta (5912 KgCO₂/toe), Grecia (3882 KgCO₂/toe), Chipre (3711 KgCO₂/toe), Polonia (3386 KgCO₂/toe), Irlanda (3259 KgCO₂/toe), Estonia (3088 KgCO₂/toe) y Dinamarca (3040 KgCO₂/toe)

2.1 Nueva Política Energética para Europa

En el año 2008, la Comisión Europea de Naciones propuso una serie de medidas integradas sobre la energía y el cambio climático con el fin de reducir las emisiones de CO₂ y gases de efecto invernadero (GHG) en las siguientes décadas. El paquete de propuestas establece una serie de objetivos ambiciosos sobre energías renovables y pretende crear un auténtico mercado interior de la energía.

La primera prioridad de la Política Energética Europea es implementar rápidamente medidas que logren la reducción en 20% de GHG, la inserción de un 20% de energías renovables en el consumo final de energía y el ahorro de 20% de su futura demanda de energía proyectada al 2020.

La segunda prioridad es satisfacer la demanda de energía primaria. Aun cuando las políticas sobre la inserción de energías renovables

sean logradas es probable que Europa siga dependiendo de la importación de gas y petróleo. Con el fin de ahorrar un 20% del consumo total de energía primaria en el 2020, la Unión Europea utilizará aproximadamente un 13% menos de energía que en la actualidad, y ahorrará 100.000 millones de euros y alrededor de 780 toneladas de CO₂ al año. Se propone aumentar la utilización de vehículos de alto rendimiento energético en el transporte, mejorar el rendimiento energético de los edificios existentes y la eficacia de la producción de calor y electricidad, de la transmisión y la distribución.

La Unión Europea desarrolló una visión para el 2050 y una Política energética para el 2030 basada en:

- a) La ampliación de infraestructura eléctrica y la diversificación de fuentes de energía.
- b) Terminar con la dependencia del petróleo para el transporte.
- c) Mecanismos de almacenamiento para responder a una crisis de abastecimiento de petróleo y gas natural.
- d) El fomento de la eficiencia energética en el sector residencial, soportado por un mercado regulado, de inversión y desarrollo de nueva infraestructura.

2.2 Mejoramiento de la Infraestructura Esencial para el Transporte de Energía

La comisión considera la necesidad de invertir en el desarrollo de infraestructura que permita garantizar el suministro de energía en todos los sectores de consumo y para esto ha priorizado las siguientes acciones:

- El Desarrollo de un plan de interconexión eléctrica de los países de la Comunidad Europea con los países Bálticos, mejorando la seguridad y diversificando las fuentes de energía.
- La construcción de un corredor de gas para suministrar energía desde Caspian y el Medio Oriente y posiblemente otros países en el largo plazo.

- Como el Gas Natural Licuado contribuye a la diversificación del suministro de gas, la implementación de infraestructura debe estar disponible para todos los países. Para ello se dispone la construcción de nuevas plantas de regasificación, principalmente en los países con una fuerte dependencia de este hidrocarburo.
- La construcción y posterior desarrollo del anillo energético que unirá a los países del Sur del Mediterráneo con Europa a través de interconexiones de electricidad y gas natural. Esto fomentará incentivos para el desarrollo de otras fuentes de energía como la solar y la eólica.

2.3 Generación de Electricidad en Europa – Retos y Oportunidades

La generación de electricidad juega un rol crucial en el desarrollo económico y social de la Unión Europea. La desregulación y liberalización del mercado de generación de electricidad han cambiado profundamente el panorama y han incentivado la participación de inversionistas privados en este sector. Los precios en el suministro de petróleo, gas y carbón han tenido un impacto positivo para el crecimiento de la infraestructura.

El mayor reto que la Unión Europea buscará para asegurar su capacidad de generación de electricidad en el futuro se basa en: (i) la promoción de generación limpia y la producción de electricidad a precios competitivos, así como en (ii) lograr la masificación de energías renovables para la generación de electricidad.

Dada la tendencia en el consumo de electricidad, la demanda está proyectada a incrementarse exponencialmente para el año 2030. La capacidad de generación de electricidad en Europa se ha elevado de 681 GW en el 2000 a 755 GW en el 2006, esto quiere decir un incremento de 74 GW, o 13 GW por año, el cual representa un crecimiento anual promedio de 1.7%. Bajo este escenario, para el 2020 y dependiendo de los precios internacionales del petróleo, el crecimiento de la capacidad de generación será de 160 GW a 200 GW.

Adicionalmente a la capacidad de generación, será necesario reemplazar instalaciones existentes, como las plantas de generación nucleares y de carbón construidas entre 1980 y 1985. Se ha proyectado que el desmantelamiento de estas plantas se daría entre el 2020 y el 2025, bajo la proyección que las plantas de carbón tienen una operatividad de 40 años. Se estima que se necesitará la instalación de nuevas plantas de generación para cubrir 360 GW que incluyen a los nuevos, de modo que se pueda satisfacer la demanda y reemplazar a las que serán desmanteladas.

Considerando estos factores es que la Unión Europea plantea una combinación de capacidad de generación, tomando en cuenta que el 30% de generación proviene de plantas nucleares, otro 30% de carbón y el resto proviene de plantas de gas natural y renovable. Esta diversificación en la generación de electricidad ha logrado posicionar a fuentes no convencionales como la energía eólica en Dinamarca y la biomasa en Alemania e Italia.

Bajo este nuevo escenario la capacidad de expansión en el sector de Generación estará entre 360 GW y 390 GW entre el periodo 2008 al 2020, dependiendo de los precios del petróleo, esto corresponde casi a la mitad de la capacidad de generación instalada actualmente. De acuerdo a esta nueva Política Energética planteada, la capacidad de generación estará basada en gas natural y energías renovables que estarían entre 300 GW y 315 GW que requiere la capacidad de expansión, dependiendo de los precios del petróleo. El monto de inversión calculado se estima en 375 y 445 billones de Euros.

2.4 Modelamiento del Sistema Energético Europeo – PRIMES

PRIMES es un modelo energético que provee proyecciones para el mediano y largo plazo, empezando en el 2010, con perspectivas para el 2030 y con una verificación de resultados cada cinco años. Ésta no es una herramienta para hacer proyecciones a corto plazo, el modelo puede simular los efectos y cambios en las políticas y normativas que se presenten en el camino, como son cambios en los precios

de los commodities (metales, combustibles, etc.). Este modelo brinda un equilibrio en el mercado energético que combina el ajuste de precios con un detallado estudio técnico - económico del sistema europeo existente.

El modelo fue desarrollado por la National Technical University de Atenas, E3M-Laboratory. Siguiendo la primera versión del modelo PRIMES desarrollado en 1995 y que es monitoreado por la Comisión Europea, éste ha sido continuamente mejorado, extendido e insertado a la política energética Europea.

Para el planeamiento de la nueva política energética Europea del 2008, el PRIMES realizó un modelamiento de escenarios en los años 1999, 2003, 2005 y 2007 y planteó acciones sobre políticas de desarrollo energético en eficiencia energética, energía renovable, nuclear y cambio climático.

El modelo simula una solución de equilibrio de mercado para demanda y oferta de energía. El equilibrio es determinado por precios de cada tipo de energía de tal manera que la cantidad óptima considerada por los productores encaje con la cantidad de compradores.

PRIMES es organizado en una matriz que va a representar el combustible suministrado, la conversión de energía y el uso de los sectores que demandan la energía. Con esta matriz cada sector (individual o grupal) es representado y analizado independientemente, de tal forma que los diferentes módulos interactúan vía el intercambio de cantidad de combustible necesitado y con un lineamiento de precios.

El modelo representa la disponibilidad de oferta y demanda de energía, así como la tecnología a usar para el suministro de la misma; también refleja la economía de mercado, la estructura de la industria, política energética-ambiental y de regulación. Asimismo, el PRIMES incluye una serie de variables de orden político y administrativo como son: los impuestos, subsidios, permisos de comercialización o certificados, tecnología, instrumentos de medición ambiental, intervención del mercado y regulación.

PRIMES asume que los productores y los consumidores responden a los cambios en los precios. Los factores que determinan la demanda para el suministro de cada combustible son representados, entonces ellos forman la demanda y/o el comportamiento de la oferta de los actores (países). El modelo toma en cuenta la infraestructura para la transmisión y distribución de energía, así como la interconexión entre países. El sistema también estimula la elección de la tecnología para la demanda y producción de energía; el modelo también considera explícitamente la existencia de stock de equipamiento, su normal desmantelamiento y la posibilidad de un prematuro reemplazo en la infraestructura, cubriendo además todas las tecnologías en el posible uso de captura y almacenamiento de CO₂, costos de inversión, eficiencias, factores de carga, operación y mantenimiento.

PRIMES es particularmente detallado en la generación de energía. Para simular decisiones de inversión, el modelo elige entre más de 150 tecnologías de generación de energía con diferentes particularidades en el costo y en sus características. La elección depende del costo, niveles de demanda, características de la carga, también a la simultánea provisión de electricidad y calor. La posibilidad para

cada tipo de combustible, así como para el desarrollo de nuevos lugares para la instalación de plantas de generación, incluyendo nucleares y eólicas, y es representada a través de curvas de costo oportunidad para cada país. El modelo computa emisiones de CO₂ y otras emisiones como SO_x, NO_x, PM, VOC, y todos los GHG.

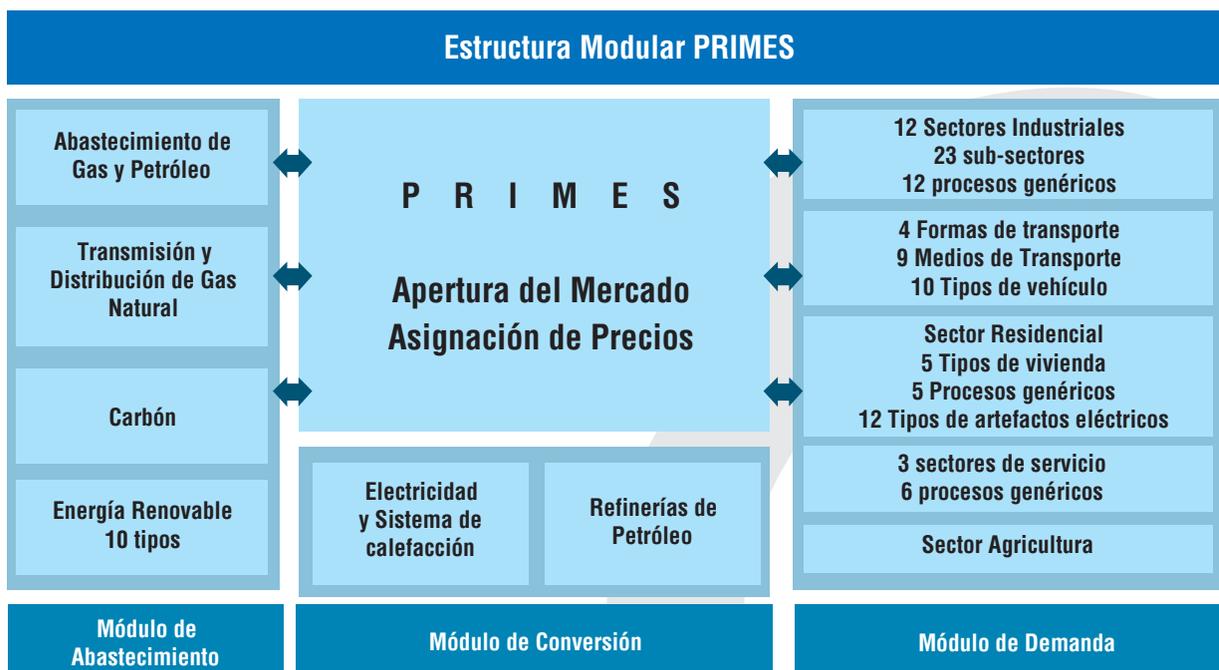
PRIMES es comparable sólo en potencial y complejidad con la “National Energy Modelling System” (NEMS), usado por el gobierno de los Estados Unidos para la implementación de su Política Energética.

La comisión Europea considera que las medidas propuestas son justificadas y que los objetivos se cumplirán de acuerdo a las políticas establecidas, con esto la Unión Europea será menos afectada al incremento del precio de los commodities de energía, logrando un mercado energético más competitivo y un ambiente seguro y saludable para sus habitantes.

El modelo es organizado por subsistemas de suministro de energía: petróleo y derivados, gas natural, carbón, renovables, electricidad y producción térmica, incluye también los procesos de conversión de energía. Los sectores considerados son: doce sectores industriales, transporte, residencial, servicios y agricultura.

Estructura del Módulo de Operación PRIMES

Figura N° 3





3. Conclusiones

- La variabilidad en los precios de los hidrocarburos, la disminución exponencial de las reservas y el deterioro de la situación geopolítica internacional, especialmente en regiones y países importantes en el mercado del gas y del petróleo como productores o países de tránsito, ha generado la urgencia en los gobiernos de los países industrializados para afrontar los retos relacionados con el suministro de energía. Es por esta razón que dos de los principales consumidores de energía, como los Estados Unidos y la Unión Europea, han planteado políticas energéticas que priman una visión a largo plazo basado en reducir su fragilidad energética, aumentando las interconexiones de las redes energéticas, la eficiencia energética y la inversión en ciencia y tecnología en la generación de energía de fuentes no convencionales; teniendo en consideración los recursos energéticos, localizaciones geográficas, tecnologías energéticas y las medidas legislativas para lograr la masificación del consumo de energías renovables y el desarrollo sostenible.
- La estrategia de los Estados Unidos en la implementación de su Política Energética está basada en el Acuerdo de Políticas Energéticas (EPAAct) cuyos objetivos están orientados a hacer una nación menos dependiente de la importación de fuentes de energía. La implementación del EPAAct está soportada en el desarrollo de las siguientes medidas:

1. La diversificación de fuentes de energía alternativa y renovable, la expansión de la generación nuclear, el incremento de la producción doméstica de combustibles convencionales basados en la inversión en ciencia y tecnología.
2. Incremento de la eficiencia y conservación energética en los sectores residenciales, comerciales, industriales y en el transporte.
3. Modernización de la infraestructura en la transmisión y distribución de energía eléctrica.
4. Expansión de la estrategia de las reservas de petróleo y gas natural.

Para complementar las metas del EPAAct han sido propuestas dos iniciativas adicionales: la Iniciativa Americana de Competitividad (ACI) y la Iniciativa de Energía Avanzada (AEI). Estos tres protocolos constituyen el compendio de las metas a largo plazo en cuanto a energía y han marcado el camino a seguir para el logro de las mismas.

- La Política Energética Europea tiene por objetivo inicial la reducción del 20% de los gases de efecto invernadero (GHG), una sustancial mejora en su eficiencia energética con el ahorro del 20% de su futura demanda de energía proyectada y la inserción del 20% de energía renovable en el consumo final de energía para el año 2020. La Unión Europea

desarrolló una visión para el 2050 y una Política Energética para el 2030 basada en:

1. La ampliación de infraestructura eléctrica y la diversificación de fuentes de energía.
2. Terminar con la dependencia del petróleo para el transporte.
3. La implementación de mecanismos de almacenamiento para responder a una crisis de abastecimiento de petróleo y gas natural.
4. La eficiencia energética en el sector residencial, soportado por un mercado regulado, la inversión y el desarrollo de nueva infraestructura.

La implementación de la Política Energética es derivado de un modelamiento llamado PRIMES. Éste es un modelamiento energético que provee proyecciones para el mediano y largo plazo, empezando en el 2010, con perspectivas al 2030 y con una verificación de resultados cada cinco años. El modelo asume que los productores y los consumidores, responden a los cambios en los precios. Los factores que determinan la demanda para el suministro de cada combustible son representados, entonces ellos forman la demanda y/o el comportamiento de la oferta de los actores (países). El modelo toma en cuenta la infraestructura para la transmisión y distribución de energía, así como la interconexión entre países. PRIMES es comparable sólo en potencial y complejidad con la "National Energy Modelling System" (NEMS) usado por el gobierno de los Estados Unidos para la implementación de su Política Energética.

4. Reflexiones Finales

- En el análisis comparativo, las políticas energéticas deben ser hechas a la medida de cada país o cada caso dado que no existe una de talla única que pueda adaptarse a las diferentes sociedades. Los países tienen diferentes realidades económicas, sociales, culturales y para lograr un modo que permita

plantear una estrategia efectiva deben considerar recursos humanos, energéticos, localizaciones geográficas, tecnologías energéticas y medidas legislativas (regulación) eficientes y funcionales. Como observamos en las políticas energéticas Americana y Europea, el planeamiento de las mismas están sostenidas en una estrategia y un modelo energético, acorde a su realidad, que permite la identificación de las áreas de crecimiento y el desarrollo energético. Estos se adaptan de acuerdo a sus localizaciones geográficas y recursos energéticos; ello se observa con mayor claridad en la Unión Europea donde los países tienen diferente capacidad de producción y consumo de energía.

- Finalmente, el crecimiento y desarrollo económico de los países no será posible si no se desarrollan políticas públicas energéticas. En el Perú se han tomado medidas aisladas para el sostenimiento energético en el corto plazo, pensando más en la seguridad de abastecimiento de los hidrocarburos, pero sin plasmar claramente una visión a largo plazo. Es por esta razón que, resulta de imperiosa necesidad que se tomen las decisiones políticas que permitan definir una estrategia y permitan dejar la dependencia de la energía proveniente de los hidrocarburos. El objetivo de tener una política energética local sólo será posible de alcanzar si existe una planificación para la formación del recurso humano, tecnológico y las medidas legislativas que fomenten el desarrollo técnico y científico para la posterior masificación en el consumo de fuentes de energía renovables.



5. Bibliografía

1. BP, Statistical Review of World Energy 2008.
2. Energy Information Agency (2006) “International Energy Outlook 2006”, US Department of Energy, Washington.
3. Commission of The European Communities Sec (2008) 2871 Volume I, II, III.
4. Report of The National Energy Policy Development Group , 2001.
5. Strategic Energy Policy – Challenges for the 21 St Century, Report of an Independent Task Force Cosponsored by The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University and The Council of Foreign Relations Edward L. Morse, Chair. 2005.
6. National Energy Policy, Chapter VII, A Comprehensive Delivery System, America’s Energy Infrastructure. 2007.
7. The National Energy Modeling System, Department of Energy U.S.

Calidad de Servicio





Mejora de la Calidad de Vida en el Perú: El rol del Uso del Gas Natural

VÍCTOR FERNÁNDEZ GUZMÁN
(PERÚ)

Victor Fernández G.

Ingeniero Químico de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Con un MBA de la Universidad ESAN con especialización en Dirección General y Doctorando 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 Vicepresidente del capítulo de Ingeniería Química del Colegio de Ingenieros del Perú – CDL. Actualmente ocupa el cargo de Jefe de División Distribución y Comercialización de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN.

La calidad de vida (en adelante, CV) es difícil de definir conceptualmente y su medición metodológica es un reto. A pesar de estas dificultades, las definiciones contemporáneas convergen en que la CV es un concepto multidimensional construido socialmente y que incluye un número de factores relacionados (e.g., satisfacción de vida, felicidad, bienestar, entre otros.) que pueden variar de acuerdo a las etapas y circunstancias de la vida.

Un modelo más reciente usa el marco conceptual de la calidad de vida de la familia, el cual toma como una de las dimensiones que lo componen al ambiente físico; lo que otros denominan bienestar material.

De otro lado, en los últimos años, la literatura sobre energía para las viviendas familiares (bienestar material y ambiente físico) ha sido dominada por la teoría de transición. Esta teoría está basada en la noción que las viviendas gradualmente ascienden en una "escalera energética", la cual comienza con los combustibles a partir de la biomasa tradicional (leña y carbón), se moviliza a través de combustibles comerciales modernos (kerosene y gas licuado de petróleo – GLP) y culmina con la electricidad.

La evidencia empírica sobre los temas de energía y pobreza sugieren que la realidad es más compleja que lo que la simple teoría de transición pareciera sugerir. Se ha encontrado que en un determinado tiempo los ocupantes de una vivienda tienden a



utilizar un rango de combustibles que típicamente engloba al menos dos de las etapas de la “escalera energética”. Una explicación es que las diferentes fuentes de energía son más efectivas en costos en algunos usos que en otros. Así tendría más sentido económico el uso de la electricidad para iluminación y el GLP para cocinar.

Sin embargo, el uso de ciertos combustibles, como el caso del gas natural (GN) no ha sido específicamente examinado para determinar el rol que juega en la calidad de vida de estas familias. Por lo tanto, nuestro propósito es investigar el significado de la calidad de vida y los factores que ayudan a mejorarla en las familias que hacen uso del gas natural.

En un primer estudio de investigación se realizó un análisis cualitativo utilizando entrevistas semiestructuradas y un enfoque (*grounded theory*) soportado por Atlas TI, haciéndose una primera aproximación al investigar sobre la calidad de vida y las experiencias que contribuyeron a su entendimiento en las familias que utilizan gas natural.

Para los participantes en ese estudio, una comparación de la calidad de vida de la gente con y sin gas natural mostró una definitiva mejora en el caso de los primeros. No sólo se evidenció un ahorro de costos para la familia sino que no se

requirió invertir tiempo en buscar el suministro de GLP y los accidentes, como incendios en las casas, se reducirían drásticamente aumentando la seguridad y salud de las familias. El estudio concluía también que el uso del gas natural podría mejorar la calidad de vida de los usuarios de gas natural.

Sin embargo, no se tuvo suficiente evidencia empírica por lo que en este estudio se pretendió complementar dichos hallazgos, focalizándose en los criterios que conforman la CV y la interrelación entre ellos.

La colección de la data se hizo mediante encuestas estructuradas y luego se utilizó un análisis estadístico soportado por SPSS para facilitar el proceso de evaluación de los resultados.

Los hallazgos del estudio en mención son consistentes con la literatura sobre CV. Si tomamos como base para ésta el Modelo de Schallock (2000), compuesto de ocho dimensiones, se confirmaría, sobre la base de nuestro análisis, que **las familias que utilizan el gas natural en sus viviendas mejoran su calidad de vida**. Sin embargo, también se ha encontrado que de las ocho dimensiones que componen la calidad de vida, unas son más valoradas que otras por las familias. Entre éstas tendríamos: el bienestar material, el **bienestar físico y el desarrollo personal**.

En adición, los resultados también sugieren que las familias perciben los atributos como una interrelación entre las dimensiones y la referida al tiempo podría ser la clave para el desarrollo de este servicio y su masificación en todos los sectores del país.

Por último, este enfoque de mejora de la calidad de vida también puede servir como una herramienta de diagnóstico para aliviar la pobreza focalizando las intervenciones del sector energía.

Nuestro propósito en este documento no es realizar una investigación en forma definitiva o exhaustiva, sino proporcionar los fundamentos para explorar en forma directa las interconexiones entre la calidad de vida y el gas natural.

Este estudio pretende contribuir a la creación de tesis sociales que permitan mejorar la calidad de vida en el Perú.

1. Introducción

El Perú ha pasado por periodos con diversos indicadores económicos. Sin embargo, a pesar que los últimos indicadores parecieran mostrar un alivio de la pobreza y una mejora de la CV, la realidad encontrada en ciertas áreas pareciera no confirmar estas mejoras y cada vez ciertos grupos de población se vuelven más pobres.

Según el Reporte de Desarrollo Humano del 2006 (United Nations Development Programme), el Perú ocupa el puesto 82, de un total de 177 países, con un valor de Índice de Desarrollo Humano de 0.767. En este listado Noruega ocupa el primer lugar con 0.965 y Níger el último, con 0.311.

En todo caso, de haber una real mejora, ésta no pareciera ser significativa y el panorama a futuro no se presenta auspicioso.

De otro lado, el precio del petróleo crudo logró llegar a 145 US\$ y la incertidumbre de los mercados debido a la crisis financiera está afectando a todas las economías mundiales. Nuestro país no puede ser dependiente de importaciones de energía para uso de sus poblaciones; por lo que, debe procurar cambiar su matriz energética en forma progresiva.

1.1 El Gas Natural en el Perú

El Perú posee una de las más grandes reservas probadas de Gas Natural de Latinoamérica. En nuestro país, el yacimiento Camisea produce Gas Natural y Líquidos del Gas Natural.

En agosto de 2004 se dio inicio a la operación comercial del Sistema de Distribución de Gas en Lima y Callao por parte de la compañía Cálidda, filial del grupo Suez.

El Gas Natural es utilizado para los procesos industriales y la generación de electricidad a un menor costo, con una mayor eficiencia y con una importante reducción de la contaminación ambiental. Esto permite una menor tarifa eléctrica, una mayor competitividad industrial y una mejor calidad del ambiente.

Otro uso muy importante del Gas Natural es el de servicio público a nivel doméstico, utilizándolo especialmente para cocinar y calentar el agua. El crecimiento de este nuevo servicio es paulatino y se ofrece a través de una red subterránea que llega a cada domicilio. El Gas Natural se entrega en un punto de fachada de la propiedad donde, al igual que las redes de electricidad o de agua, se coloca un gabinete que incluye el sistema de regulación de presión, la válvula de servicio y el medidor.

El costo de conexión depende de la longitud de las instalaciones internas, del número de gasodomésticos a instalar y/o convertir; así como el costo de las obras civiles necesarias para la arquitectura de cada vivienda y el paquete básico bordea los US\$ 400 dólares americanos, otorgándose planes de financiamiento que van desde los 6 hasta los 36 meses.

1.2 Resultados Cinco Años Después del Inicio de operación

Se han construido más de 800 kilómetros de redes subterráneas; más de 300 industrias convertidas a consumo de gas; 84 estaciones de Gas Natural Vehicular y 15,000 clientes domiciliarios aproximadamente en cinco

distritos de la capital: Cercado, San Miguel, Pueblo Libre, Surco y Magdalena.

1.3 Poco Desarrollo del Gas Natural aún Cuando hay Mercado Interés del Estado

Un objetivo del Estado peruano es trasladar a la población las ventajas económicas y ambientales que presenta el uso de este recurso energético. La utilización del gas en las aplicaciones residenciales ahorrará el 50% de costes de combustible a los usuarios actuales de GLP, actualmente la opción más barata del combustible fósil. Los ahorros serán mayores para los usuarios del kerosene y de otros combustibles. Asimismo, los usuarios del GLP que cambian al uso del gas natural contribuyen con la reducción de las emisiones producidas por el efecto invernadero en alrededor de un 20%. Por otro lado, el acceso a una fuente prácticamente ilimitada del gas natural (en contraste con la fuente actual del GLP en tanques) permitirá a la población desarrollar nuevos negocios y actividades de generación de renta.

Las características del consumo de gas natural de los clientes conectados son: El 100% lo usa para cocinar y sólo el 10% para calentar agua. Esta situación permite tener un promedio general de consumo de 15 m³/día de gas natural.

A pesar del esfuerzo que el Estado ha realizado para impulsar la masificación, sobre todo a nivel de consumidores con renta baja o medio-baja, éste no ha sido suficiente para lograr dicho objetivo y el Concesionario sólo ha podido conectar alrededor de 15,000 usuarios.

Basados en lo antes mencionado, nos preguntamos si el Perú podrá mejorar en forma continua y significativa sus indicadores de pobreza basado en un cambio de matriz energética con gas natural. Sin embargo, la forma de abordar el problema no es estudiar directamente la pobreza, sino la mejora de la calidad de vida de estos sectores con menos recursos económicos.

Por lo tanto, el propósito en este documento es proporcionar los fundamentos para explorar en forma directa las interconexiones entre la CV y el Gas Natural. Este estudio contribuye a la creación de tesis sociales que permitan mejorar la CV en el Perú.

2.Revisión de Literatura

Investigación sobre CV

Conceptualmente es difícil definir la CV y su medición, metodológicamente, es un reto. A pesar de estas dificultades, las definiciones contemporáneas convergen en que la CV es un concepto multidimensional, construido socialmente, que incluye un número de factores relacionados, por ejemplo: la satisfacción de vida, felicidad, bienestar; y, que puede variar de acuerdo a las etapas y circunstancias de la vida. Sin embargo, el término es usado de modo inconsistente y a veces es intercambiado en la literatura (Mactavish, 2007).

Generalmente la CV está relacionada a la noción de buena vida. La CV como un concepto de investigación ha sido perturbada por persistentes problemas de definición y medición y por incertidumbres generadas por los patrones de cambio que se dan durante el curso de vida de la persona (Kahn & Juster, 2002).

Según la Organización Mundial de la Salud, la CV es:

“ la percepción que un individuo tiene de su lugar en la existencia, en el contexto de la cultura y del sistema de valores en los que vive y en relación con sus objetivos, sus expectativas, sus normas, sus inquietudes. Se trata de un concepto muy amplio que está influido de modo complejo por la salud física del sujeto, su estado psicológico, su nivel de independencia, sus relaciones sociales, así como su relación con los elementos esenciales de su entorno”.

El modelo de Schalock (2000), uno de los más comúnmente citados, integra ocho dimensiones e indicadores centrales relacionados: (a) bienestar emocional (seguridad, felicidad, libertad de estrés); (b) relaciones interpersonales (intimidad, interacciones familiares, amistad, soporte social);

(c) bienestar material (seguridad financiera, alimentación, posesiones, empleo); (d) desarrollo personal (educación, habilidades, competencia personal, actividades útiles); (e) bienestar físico (salud, nutrición, ocio, actividades de la vida diaria); (f) autodeterminación (autonomía, toma de decisiones, participación personal); (g) Inclusión social (aceptación, integración y participación en la comunidad) y ; (h) derechos (privacidad, acceso, obligación procesal, responsabilidad civil).

Un modelo más reciente es el marco conceptual de la CV de la familia visto en 10 dimensiones: vida familiar diaria, interacción familiar, bienestar financiero, paternidad, defensa, salud, productividad, bienestar emocional, ambiente físico y bienestar social (Turnbull, 2004).

3. Hipótesis y Desarrollo de Teoría

3.1 ¿Cómo las Familias Mejoran su CV Usando Energía?

En los últimos años, la literatura sobre energía ha sido dominada por la teoría de Transición. Esta teoría postula que las viviendas gradualmente ascienden en una "escalera energética" que comienza con los combustibles, a partir de la biomasa tradicional (leña y carbón), se moviliza a través de combustibles comerciales modernos (kerosene y gas licuado de petróleo – GLP) y culmina con la electricidad.

El ascenso por la "escalera energética" no ha sido completamente entendido y se piensa que está asociado a mejores ingresos e incremento de niveles de urbanización (Foster, 2000).

La evidencia empírica sobre los temas de energía y pobreza sugieren que la realidad es más compleja que lo que la simple teoría de transición pareciera sugerir. Se ha encontrado que en un determinado tiempo los ocupantes de una vivienda tienden a utilizar un rango de combustibles que típicamente engloba al menos dos de las etapas de la "escalera energética" (Barnes & Qian, 1992). Diferentes explicaciones se han dado a este fenómeno. Foster (2000) argumenta que esto se debe a

que a niveles bajos de confiabilidad se requiere que los moradores adopten un portafolio energético diversificado para asegurarse el suministro.

Otra posibilidad es que las diferentes fuentes de energía son más efectivas en costos en algunos usos que en otros. Así, tendría más sentido económico el uso de la electricidad para iluminación y el GLP para cocinar. Foster (2000), por lo tanto, argumenta que la línea base es que cualquier indicador que pretenda medir el impacto de las intervenciones en el sector energía sobre el bienestar de los pobres, necesita considerar un portafolio completo de fuentes de energía para los moradores en lugar de focalizarse en una sola fuente de energía. Este enfoque intenta definir el bienestar humano como aquello referido a las intervenciones en el sector de energía. Utiliza tres perspectivas de bienestar básicas y diferentes, denominadas: Necesidades básicas, Monetaria y No-monetaria.

Según el enfoque de las necesidades básicas, el bienestar se relaciona con la capacidad de la gente para satisfacer sus necesidades materiales básicas. En el enfoque monetario, un tema generalmente aceptado es que el poder adquisitivo de los moradores proporciona el mejor indicador del bienestar. Según el enfoque no-monetario ha habido una tendencia hacia la complementación de medidas económicas de privación con medidas no-monetarias para obtener una opinión multidimensional del bienestar humano, particularmente por seguimiento de los indicadores de salud y de educación (Lok-Dessallien, 1999).

Muchos países latinoamericanos han medido tradicionalmente la pobreza usando índices multidimensionales de necesidades básicas insatisfechas. Los índices varían de un país a otro e incluyen generalmente medidas de saneamiento, calidad de las viviendas y el logro educativo. Un examen reciente en América latina encontró que de trece países, solamente tres -Bolivia, Panamá y Perú- usaban índices que incluían una conexión de electricidad como necesidad básica (Hicks 1998). Pero medir el impacto en la CV de las familias debido a elementos del sector

energía es mucho más complicado que medir el impacto en la pobreza.

Sin embargo, Martins (2005) argumenta que si no es posible intervenir con suministro de electricidad en áreas donde la carga económica de las fuentes energéticas es demasiada alta, otros tipos de intervención pueden ser considerados, como por ejemplo: los sistemas solares, el subsidio de hidrocarburos y suministro de leña.

En el Perú los costos de electricidad son más altos que los de gas natural para cocinar, por ello la promoción del gas natural que hace el gobierno se enmarca en esta posición.

Una variante de la “Escalera energética” es incluir al gas natural dentro de este portafolio de energías usadas en las viviendas peruanas. Como resultado del uso de gas natural se espera que las familias mejoren las dimensiones e indicadores centrales del modelo de Schalock (2000) de CV.

Hipótesis 1: Las familias que utilizan el gas natural en sus viviendas mejoran su CV.

Esta hipótesis toma a la CV como un conjunto de dimensiones que pueden estar presentes en diferentes prioridades, pudiendo alguna de ellas no ser relevante en algunos casos. Por lo tanto, es necesario realizar un análisis exploratorio de cada una de las dimensiones.

3.2 Mejora de los Aspectos Financieros en las Familias

Haciendo una comparación entre la eficiencia de los gastos en fuentes de energía¹ se obtiene que la cocción de alimentos con gas natural es la alternativa con más ventajas respecto a otros combustibles, tales como Kerosene, GLP, leña, carbón y energía eléctrica.

Las cocinas a gas natural permiten un menor gasto en comparación a las cocinas eléctricas o cocinas que operan con otro tipo de combustible como, por ejemplo, el GLP o el

Kerosene. A continuación se muestra un caso práctico en una vivienda:

Un hogar que consume 2 balones de GLP por mes gasta 66 Nuevos Soles mensuales. Para generar la misma cantidad de energía calorífica con otros combustibles gastará:

Utilizando	Gasto (Nuevos soles/mes)
Electricidad	86
GLP	66
Kerosene	51
Gas Natural	33
Carbón	22
Leña	16

Si bien resulta más barato utilizar carbón o leña, el gas natural es un combustible moderno que brinda mayores facilidades, siempre está disponible, genera menor grado de contaminación y se paga después de consumirlo.

De otro lado, una de las dimensiones del modelo de Schalock (2000) es el bienestar material. Este concepto tiene como indicador central lo relacionado a la seguridad financiera, atributo que se consigue al tener menores gastos por un servicio básico. Esto genera la siguiente hipótesis:

Hipótesis 2: Las familias que usan gas natural mejoran su bienestar material al gastar menos en su presupuesto familiar y tener más disponibilidad para gastos extras.

3.3 Mejora del Bienestar Físico (aspectos de seguridad y salud) en las Familias²

Dos factores que decidirán la elección de los usuarios son: **La seguridad** que les brinda el uso del combustible en sus viviendas y **la calidad de servicio** que reciban. En estos dos puntos básicos el GN comienza a tener ventajas sobre el GLP, como consecuencia

(1) Fuente: Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Hidrocarburos
(2) (Fernández, 2006)

directa de las normas que se están dando para el primero y la escasa reglamentación para el segundo.

Un requisito para promover el uso del gas natural para uso residencial y para ser una parte integral de la vida diaria de nuestra población será demostrar la capacidad de distribuir y de manejarlo con seguridad. Para este propósito, es esencial que la infraestructura introducida en la comunidad demuestre ser segura y confiable. Además, es esencial que los usuarios residenciales puedan tener acceso a información sobre la seguridad de los sistemas y aplicaciones del gas instalados en su hogar. Sin embargo, no sólo la seguridad es importante sino también la satisfacción de los consumidores. Por ello es urgente desarrollar un programa de calidad de servicio para asegurar un alto nivel de confiabilidad. El modelo tendrá un equilibrio dinámico entre la seguridad y la satisfacción representadas por la Integridad y la Calidad de Servicio, soportadas por procesos dinámicos internos que configuren un sistema de gestión de calidad presionado por actores claves que intentan conseguir sus objetivos. Ver figura No. 1

Figura N° 1



Asimismo, una de las dimensiones del modelo de Schalock (2000) es el bienestar físico. Este concepto tiene como indicador central lo relacionado a la salud, atributo que se consigue al desarrollar una actividad con seguridad. Esto genera la siguiente hipótesis:

Hipótesis 3: Las familias que usan gas natural mejoran su bienestar físico. Es decir, mejoran la seguridad en sus viviendas y por lo tanto la salud de sus ocupantes.

3.4 Mejora del Estatus de las Familias

La mejora de la dimensión de bienestar material y por lo tanto la disponibilidad de presupuesto incide en otra de las dimensiones del modelo de Schalock (2000), así sucede con el desarrollo personal, que tiene como indicadores centrales la educación, las habilidades, la competencia personal, entre otros. Luego, el progreso de estos últimos indicadores es percibido como un incremento de estatus. Ello genera la siguiente hipótesis:

Hipótesis 4: Las familias que usan el gas natural pueden destinar presupuestos mayores a su desarrollo personal y por lo tanto mejoran su estatus.

3.5 Mejor Uso del Tiempo

En la descripción previa se describe la relación entre el consumo de GN y la mejora en la CV de las familias y los criterios que serían mejor valorados como el bienestar material, el bienestar físico y el desarrollo personal. Sin embargo, la CV es difícil de definir conceptualmente porque es un concepto multidimensional que se construye socialmente y que incluye un número de factores relacionados que pueden variar de acuerdo a las etapas y circunstancias de la vida (Mactavish, 2007).

De otrolado, existen varios atributos expresados por los usuarios de gas natural que encierran conceptos de valoración que se resumieron en dieciséis frases que fueron extraídas de las entrevistas semiestructuradas (Fernández, 2008). Sin embargo, se percibe que existe un factor que puede estar asociado al tiempo que en conjunto podría ser más significativo que las valoraciones de los criterios individuales. Debido a que los presupuestos económicos que se ahorran no son porcentualmente significativos en relación a todo el presupuesto familiar y que la poca cultura de gas aún no está totalmente desarrollada y el riesgo de

accidentes aún no estaría del todo valorado, es necesario explorar esta interrelación de criterios que estarían asociados a la calidad de servicio (Fernández, 2006).

En la coyuntura nacional, dado el poco desarrollo de infraestructura y servicios, y las oportunidades de desarrollo que ofrece el país, las familias comienzan a hacer un mejor uso de sus recursos, por lo tanto organizan mejor su tiempo. Esto permite plantear la siguiente hipótesis:

Hipótesis 5: Las familias que usan gas natural hacen mejor uso de su tiempo en relación a lo que les demandan las actividades asociadas.

4. Metodología

Debido a que el uso de ciertos combustibles, como el caso del Gas Natural, no ha sido específicamente examinado para determinar cuál es el rol que juega en la CV de las familias, nuestro propósito es continuar investigando sobre el significado de la CV y los factores y experiencias que contribuyeron a su entendimiento en las familias que consumen Gas Natural.

Para cumplir este propósito se aplicaron encuestas, como método para la recopilación de datos, a los representantes de las familias que utilizan actualmente gas natural en los cinco distritos de Lima donde se proporciona este servicio público. Esta perspectiva metodológica es conveniente debido a que tanto las representaciones sociales (familia e individuo) como los conceptos (CV y Bienestar) no son estados fijos, sino procesos de construcción y definición permanente.

4.1 Recolección de Datos

Se empezó identificando a 11,254 usuarios de gas natural en los distritos de San Miguel, Cercado de Lima, Pueblo Libre, Surco y Magdalena. Basado en los presupuestos y el tipo de estudio se envió una comunicación escrita a las personas parte de la muestra representativa, grupo que a la vez tenía un liderazgo de opinión en sus asociaciones respectivas. Las respuestas fueron recolectadas en una

reunión grupal donde se les permitió expresar todas sus inquietudes antes de contestar la encuesta.

Antes de construir el cuestionario se realizó un estudio cualitativo a través de entrevistas semiestructuradas, procurando resguardar la flexibilidad y la apertura esenciales a la estrategia implementada. Las preguntas incluyeron comentarios abiertos acerca del tópico de estudio (CV), preguntas claves de los factores relacionadas a CV y GN, entre otros. De aquí se extrajeron dieciséis (16) frases para el cuestionario de la encuesta.

El cuestionario estuvo dividido en dos secciones, con preguntas relacionadas a la CV mediante el uso del gas natural. La primera parte se asoció al gas natural y a los ocho criterios de CV según el modelo de Schalock (2000), y la segunda parte incluyó dieciséis preguntas extraídas de los resultados obtenidos en las entrevistas a profundidad. El cuestionario incluyó la escala de Likert de cinco puntos.

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5

93

No se identificó ninguna dificultad para identificar las respuestas y revisar el cuestionario.

La entrevista fue realizada el 20 de octubre del 2008. Para analizar los datos obtenidos se hizo uso del programa estadístico SPSS. Para el análisis estadístico de datos se utilizó, en primer lugar, un análisis descriptivo de las variables para poder describirlas y conocerlas mejor. Luego se hizo uso de una técnica de análisis multivariado, un análisis factorial que busca reducir la información en factores independientes compuestos por las 16 variables (frases).

4.2 Unidad de Análisis

La unidad de análisis y de observación fueron familias que actualmente utilizan el GN en

sus viviendas y tienen por lo menos un año haciéndolo.

Sobre la posición social de los entrevistados. Las familias pertenecen a sectores del área urbana de Lima, de uno de los cinco distritos que actualmente tiene disponible el servicio de gas natural -San Miguel, Cercado de Lima, Pueblo Libre, Surco y Magdalena-. Hubo representantes de ambos sexos, diferentes edades, diferente grado de instrucción y diferentes niveles socioeconómicos.

5. Discusión de Resultados y Conclusiones

5.1 Sumario de Hallazgos

Los hallazgos de este estudio son consistentes con la literatura sobre CV, que la define como un concepto multidimensional relacionado a la satisfacción de la vida y el bienestar percibido.

Si tomamos como base para la CV el Modelo de Schalock (2000) que está compuesto de ocho dimensiones, se confirmaría sobre la base de nuestro análisis que **Las familias que utilizan el gas natural en sus viviendas mejoran su CV**. Sin embargo, también se ha encontrado que de los ocho criterios que componen la CV unos son más valorados por las familias que otros. Entre estos tendríamos **el bienestar material**, representado por los ahorros económicos logrados en relación al presupuesto que dispone cada familia para proveerse de un combustible doméstico; **el bienestar físico**, entendido como el menor riesgo al que es expuesta una familia al usar un combustible más seguro y **el desarrollo personal**, entendido como el progreso de las competencias que genera mayores logros y por lo tanto mayor estatus dentro de un círculo social, este último posiblemente asociado a un factor de imagen.

En adición, los resultados también sugieren que debido al poco conocimiento y desarrollo de este servicio público las familias perciben los atributos como una interrelación entre

los criterios y el referido al **tiempo** podría ser la clave para el desarrollo de este servicio y su masificación en todos los sectores del país. Este hallazgo es importante porque estaría trascendiendo a la variable nivel socioeconómico.

5.2 Implicancias para el País

El Perú se ha venido urbanizando rápidamente en las últimas décadas y paralelamente la población ha soportado situaciones difíciles, con ello abundaron los programas gubernamentales carentes de estrategias y desarrollados sobre políticas diferentes al bienestar y la necesidad social. En este esquema, el uso del gas natural encuentra una oportunidad histórica para ser utilizado como base de una política energética con rostro social, de acuerdo a la teoría de Foster (2000) que propugna el ascenso por la “escalera energética”, teniendo en cuenta que existen mejores ingresos e incremento de niveles de urbanización.

La CV es un constructo histórico y cultural de valores, sujeto a las variables del tiempo y espacio, englobado en el desarrollo de cada época y sociedad. En este sentido, el concepto puede ser utilizado para una serie de propósitos, incluyendo la evaluación de las necesidades de las personas y sus niveles de satisfacción, la evaluación de los resultados de los programas y servicios humanos, la dirección y guía en la provisión de estos servicios y la formulación de políticas nacionales e internacionales dirigidas a la población general y a otras más específicas, como la población de menos recursos económicos o pobres.

Las intervenciones del gobierno en materia de energía tienen muchos efectos en la población y por ende en la CV de estos. Sin embargo, hay muy poca medida de dichos efectos, lo que hace difícil saber exactamente cuales han sido las implicancias de un proyecto determinado y mucho más difícil comparar las diversas intervenciones. Por lo tanto, primero debería haber un consenso al definir el concepto CV y qué significa “mejoras del bienestar en las familias”.

Entonces podrían plantearse proposiciones explícitas de cómo los elementos específicos de los proyectos de energía, individualmente o en conjunto, las afectan.

Por último, este enfoque de mejora de la CV también puede servir como una herramienta de diagnóstico para aliviar la pobreza focalizando las intervenciones del sector energía.

6. Limitaciones y Futuras Líneas de Investigación

La cantidad de usuarios que actualmente hacen uso del gas natural aún no es significativo y se ha concentrado en cinco distritos de Lima Metropolitana. A partir de estos no necesariamente se podría inferir para otras localidades con realidades totalmente diferentes. Por ejemplo, para el proyecto de masificación del gas natural en el departamento de Ica, próximo a iniciarse, deberían considerarse otras variables, el nivel socioeconómico podría ser una variable de control.

Asimismo, se reconoce que el tamaño de la muestra podría ser más representativo y una muestra mayor podría enfatizar alguno de los atributos en mayor medida. Sería muy útil aplicar la misma investigación haciendo uso de un número mayor de familias

encuestadas y quizá obtener comparaciones por distritos y características de las familias, tales como edad, educación y nivel socioeconómico. Un estudio basado en estilos de vida también aportaría información relevante.

Una futura línea de investigación podría ser dirigida a grupos específicos o minorías, como por ejemplo los jubilados; esto va en asociación con los hallazgos reportados por Lee, (2005) quien al explorar la CV de personas mayores que viven solas encuentra que muchas de ellas tienen el dinero suficiente para cubrir sus gastos diarios, sin embargo, deben realizar una gestión maestra de sus ingresos para cubrir sus costos de vida.

La investigación también descansa sobre un solo encuestado por familia; por lo que, no sabemos qué rol tiene éste en la decisión final y además si representa lo que toda la familia percibe en su conjunto. En ese sentido, el uso de múltiples encuestados en cada familia podría aportar mayor riqueza a la investigación.

Finalmente, sugerimos que se continúe explorando las relaciones que existen entre la CV y la calidad de servicio, que deben comenzar a valorar los usuarios. Aquí se estaría tomando en cuenta no sólo el criterio tiempo sino la información de las facturas, el corte y la reconexión del servicio, y la percepción del cobro exacto de lo consumido, entre otros.

ANEXO 1: CUESTIONARIO UTILIZADO Encuesta Gas Natural

A continuación se encuentran preguntas generales que son dirigidas a consumidores residenciales de gas natural.

Por favor, responda colocando un número al costado de la frase.

Sexo:

Hombre	<input type="text"/>	Mujer	<input type="text"/>
--------	----------------------	-------	----------------------

Edad:

< 18 años	<input type="text"/>	18-35 años	<input type="text"/>
35-65 años	<input type="text"/>	> 65 años	<input type="text"/>

Estudios

Sin estudios	<input type="text"/>	Primarios	<input type="text"/>
Secundarios	<input type="text"/>	Universitarios	<input type="text"/>

Distrito: _____

Totalmente en desacuerdo	En desacuerdo	Ni de acuerdo ni en desacuerdo	De acuerdo	Totalmente de acuerdo
1	2	3	4	5

Aspectos generales	Puntaje 1-5
1. El Gas natural mejora mi bienestar emocional (entre otros seguridad, felicidad, libertad de estrés, etc.).	
2. El Gas natural mejora mis relaciones interpersonales (entre otros interacciones familiares, amistad, interacción social).	
3. El Gas natural mejora mi bienestar material (entre otros presupuesto, alimentación, posesiones, empleo).	
4. El Gas natural mejora mi desarrollo personal (entre otros educación, habilidades, competencia personal, actividades útiles).	
5. El Gas natural mejora mi bienestar físico (entre otros salud, nutrición, actividades de la vida diaria).	
6. El Gas natural mejora mi autodeterminación (entre otros autonomía, toma de decisiones, participación personal).	
7. El Gas natural mejora mi inclusión social (entre otros estatus, aceptación, integración y participación en la comunidad).	
8. El Gas natural mejora mis derechos (entre otros privacidad, acceso, responsabilidad civil).	

Frases / Atributos	Puntaje 1-5
1. "Con el gas natural <i>gasto menos que por la compra de los balones de gas propano (GLP)</i> "	
2. "Yo estoy <i>satisfecho</i> con el gas natural. Desde que lo <i>utilizo he tenido</i> mucho ahorro"	
3. "En cuanto a la seguridad es mucho mejor. En el otro caso (GLP) tengo mucho temor"	
4. "Sobretudo más seguridad eso es lo que siento yo. En cambio con el anterior combustible no tenía seguridad"	
5. "Tenemos el sistema de ventilación con las rejillas, por eso no sentimos nada de lo que es gas. Tenemos que acercarnos demasiado, cuando recién prende para sentir algo"	
6. "Tenemos un número de teléfono para emergencia o cualquier problema que haya, pero no he tenido ninguno"	
7. "Anteriormente cuando había fugas el gas (GLP) bajaba al suelo. Ahora si hubiera alguna fuga con el gas (natural) tendríamos ningún problema porque las rejillas de ventilación inferior y superior ayudarían a disipar cualquier fuga"	
8. "Hasta el momento estoy tranquilo contento, feliz con el gas y toda la instalación"	
9. " <i>Resuelve</i> la necesidad de tener que estar comprando balones y balones de GLP"	
10. "No tengo que estar llamando por teléfono cada vez que se acaba el gas"	
11. "Nos ha economizado mucho tiempo porque había que cambiar el balón, llamar por teléfono, no nos atendían y volvíamos a llamar por teléfono a la compañía de gas (GLP) y no llegaba, Ahora no tenemos problemas"	
12. "El gas natural tiene un mayor valor agregado porque se puede usar en cualquier momento"	
13. "Es un nuevo sistema en el Perú y que muy pocas personas todavía lo tienen. Por eso, <i>esto me da más estatus</i> "	
14. "Da una mejor llama, diferente a la del balón de gas (GLP). Este manchaba las ollas con Hollín. Ahora con el gas Natural ya no es así. Por eso estoy contento con este servicio"	
15. "No corremos el riesgo de quedar con la comida a medio preparar, es una ventaja"	
16. "Me gustaría agregar una terma y eso me da un valor agregado"	

ANEXO 2: ANÁLISIS DE DATOS Y RESULTADOS

En la Hipótesis 1 se predice que existe un promedio alto de representantes de familia que están de

acuerdo con que las familias que utilizan el gas natural en sus viviendas mejoran su CV. Probamos esta hipótesis usando un análisis descriptivo de cada uno de los criterios que configuran según Schalock (2000) el concepto de CV.

De esta forma, se obtiene que los ocho criterios tienen una media por encima de **3.46**. Es decir se encuentran en diferentes grados “de acuerdo” con los enunciados.

En la tabla No. 1 se pueden apreciar los resultados del análisis estadístico descriptivo de cada uno de los ocho criterios.

Asimismo, se realizó una media del total de los datos obteniéndose un valor de **3.92**. Ver tabla No. 2. Por lo tanto, esta data primaria comprobaría la hipótesis 1.

Sin embargo, como era de esperar existiría una mayor identificación de las familias con ciertos criterios que pueden ser mejor percibidos por los usuarios. Entre estos se distinguen al **bienestar material, el bienestar físico y el desarrollo personal** como los tres criterios más valorados con medias de **4.25, 4.10 y 4.04** respectivamente. En la tabla No. 3 se aprecia un sumario estadístico.

De otro lado, se ha realizado una media a los tres criterios, ascendiendo el valor a **4.13**. Lo que estaría explicando aún mejor si sólo la CV estuviera representada por estos criterios. Los resultados

se pueden apreciar en la tabla No. 4. Esta data comprobaría las hipótesis 2, 3 y 4. Es decir, las familias que usan el gas natural mejoran su bienestar material al gastar menos su presupuesto familiar y tener más disponibilidad para gastos extras. Las familias que usan el gas natural mejoran su bienestar físico, es decir mejora la seguridad en sus viviendas y por lo tanto la salud de sus ocupantes y las familias que usan el gas natural pueden destinar presupuestos mayores a su desarrollo personal y por lo tanto mejoran su estatus.

Por último se han explorado las correlaciones que existirían entre los criterios par a par y se tiene que las variables con mayor correlación son P1-P2, que expresa la interrelación de factores emocionales con interpersonales. P5-P4 que interrelaciona el desarrollo personal con el bienestar físico. Y el bienestar físico con la autonomía y la inclusión social. P5-P7 y P6 –P7 respectivamente.

En general, se puede ir adelantando que las familias que consumen el gas natural valoran ciertos atributos que podrían obtenerse de combinaciones de los criterios individuales. Estos resultados se pueden apreciar en la tabla No. 5.

Tabla N° 1

Descriptives				
		Statistic	Std. Error	
P1 El Gas Natural mejora mi bienestar emocional (entre otros seguridad, felicidad, libertad de estrés, etc.)	Mean	4,0357	0,2151	
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,5945	
		Upper Bound	4,477	
	5% Trimmed Mean	4,1349		
	Median	4		
	Variance	1,295		
	Std. Deviation	1,138		
	Minimum	1		
	Maximum	5		
P2 El Gas Natural mejora mis relaciones interpersonales (entre otros interacciones familiares, amistad, interacción social)	Mean	4,0357	0,1889	
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,6482	
		Upper Bound	4,4232	
	5% Trimmed Mean	4,0952		
	Median	4		
	Variance	0,999		
	Std. Deviation	0,9993		
	Minimum	2		
	Maximum	5		

P3 El Gas Natural mejora mi bienestar material (entre otros presupuesto, alimentación, posesiones, empleo)	Mean		4,25	0,2336
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,7707	
		Upper Bound	4,7293	
	5% Trimmed Mean		4,3889	
	Median		5	
	Variance		1,528	
	Std. Deviation		1,236	
	Minimum		1	
	Maximum		5	
P4 El Gas Natural mejora mi desarrollo personal (entre otros educación, habilidades, competencia personal, actividades útiles)	Mean		4,0357	0,1498
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,7284	
		Upper Bound	4,3431	
	5% Trimmed Mean		4,0794	
	Median		4	
	Variance		0,628	
	Std. Deviation		0,7927	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P5 El Gas Natural mejora mi bienestar físico (entre otros salud, nutrición, actividades de la vida diaria)	Mean		4,1071	0,1654
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,7678	
		Upper Bound	4,4465	
	5% Trimmed Mean		4,1587	
	Median		4	
	Variance		0,766	
	Std. Deviation		0,8751	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P6 El Gas Natural mejora mi autodeterminación (entre otros autonomía, toma de decisiones, participación personal)	Mean		3,5	0,244
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	2,9994	
		Upper Bound	4,0006	
	5% Trimmed Mean		3,5556	
	Median		4	
	Variance		1,667	
	Std. Deviation		1,291	
	Minimum		1	
	Maximum		5	
P7 El Gas Natural mejora mi inclusión social (entre otros estatus, aceptación, integración)	Mean		3,9643	0,2328
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,4867	
		Upper Bound	4,4419	
	5% Trimmed Mean		4,0714	
	Median		4	
	Variance		1,517	
	Std. Deviation		1,2317	
	Minimum		1	
	Maximum		5	
P8 El Gas Natural mejora mis derechos (entre otros privacidad, acceso, responsabilidad civil)	Mean		3,4643	0,2492
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	2,9529	
		Upper Bound	3,9757	
	5% Trimmed Mean		3,5159	
	Median		4	
	Variance		1,739	
	Std. Deviation		1,3189	
	Minimum		1	
	Maximum		5	

Tabla N° 2

		Statistic	Std. Error	
Promedio General (P1 a P8)	Mean	3,9241	0,1686	
	95%Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,5783	
		Upper Bound	4,27	
	5% Trimmed Mean	3,9831		
	Median	4		
	Variance	0,796		
	Std. Deviation	0,8919		
	Minimum	1,75		
	Maximum	5		
	Range	3,25		
	Interquartile Range	1,4375		
	Skewness	-0,794	0,441	
	Kurtosis	0,337	0,858	

Tabla N° 3

Descriptive Statistics					
	N	Minimum	Maximum	Mean	Std. Deviation
P8	28	1	5	3.464	1.319
P6	28	1	5	3.500	1.291
P7	28	1	5	3.964	1.232
P1	28	1	5	4.036	1.138
P2	28	2	5	4.036	0,999
P4	28	2	5	4.036	0,793
P5	28	2	5	4.107	0,875
P3	28	1	5	4.250	1.236
Valid N (listwise)	28				

Tabla N° 4

		Statistic	Std. Error	
Promedio P3-P4-P5	Mean	4,131	0,1498	
	95%Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,8236	
		Upper Bound	4,4383	
	5% Trimmed Mean	4,1905		
	Median	4,3333		
	Variance	0,628		
	Std. Deviation	0,7927		
	Minimum	2		
	Maximum	5		
	Range	3		
	Interquartile Range	1		
	Skewness	-0,898	0,441	
	Kurtosis	0,401	0,858	

Tabla N° 5

		Correlations			
		P1	P2	P3	P4
P1	Pearson Correlation				
	Sig. (2 tailed)				
	N				
P2	Pearson Correlation	.748(**)			
	Sig. (2 tailed)	0			
	N	28			
P3	Pearson Correlation	.599 (**)	.682(**)		
	Sig. (2 tailed)	0,001	0		
	N	28	28		
P4	Pearson Correlation	.614(**)	.446(*)	.520(**)	
	Sig. (2 tailed)	0,001	0,012	0,005	
	N	28	28	28	
P5	Pearson Correlation	.479(**)	0,334	0,351	.688(**)
	Sig. (2 tailed)	0,01	0,082	0,067	0
	N	28	28	28	28
P6	Pearson Correlation	.643 (**)	.589(**)	.545(**)	.670(**)
	Sig. (2 tailed)	0	0,001	0,003	0
	N	28	28	28	28
P7	Pearson Correlation	.609 (**)	.482(**)	.541(**)	.722(**)
	Sig. (2 tailed)	0,001	0,009	0,003	0
	N	28	28	28	28
P8	Pearson Correlation	.581 (**)	.521 (**)	.517(**)	.586(**)
	Sig. (2 tailed)	0,001	0,004	0,005	0,001
	N	28	28	28	28
**Correlation is significant at the 0.01 level (2-tailed)					
*Correlation is significant at the 0.05 level (2-tailed)					

100

Análisis factorial

La estructura teórica para identificar y analizar los principales indicadores de rendimiento sobre la prestación de los servicios básicos de saneamiento fue construida a través de la teoría multifactorial desarrollada por Thurstone en 1931, que proponía que a partir de una misma matriz de correlaciones uno no debe explorar por un único factor o grupo de factores, sino directamente extraer varios factores.

Siguiendo los estudios de Thurstone (Mendes, 2007), otros estudios comenzaron a ser desarrollados utilizando los fundamentos teóricos sobre análisis factorial en las áreas de la Psicología Social y otras ciencias. El análisis factorial representa una forma exploratoria de conocer el comportamiento de los datos y hacer posible la selección de las variables más representativas a partir de la reducción del espacio original de los parámetros.

Según Mendes (2007), el análisis factorial es una técnica estadística que se basa en el hecho de que en una serie de variables observadas, las mediciones pueden explicarse por un menor número de variables hipotéticas no-observables llamadas fuente de interés, más conocidas como factores. También dice que el análisis factorial trata de explicar la correlación entre las variables observadas, mediante la simplificación de los datos y a través de la reducción del número de variables que deben observarse. Presupone la existencia de un menor número de variables observadas subyacente a los datos que expresan lo que hay en común con las variables originales.

El método de análisis factorial se ha utilizado en un gran número de investigaciones, como es demostrado por las recientes publicaciones nacionales e internacionales, entre las que podemos delinear algunas relacionadas con las áreas temáticas de investigación de mercados, la agricultura, la

calidad del agua , la satisfacción del cliente y la calidad total, entre otros.

En nuestro análisis previo se encontró que existiría una relación entre el consumo de GN y la mejora en la CV de las familias y que habían ciertos criterios que eran mejor valorados, como el bienestar material, el bienestar físico y el desarrollo personal. Sin embargo, al ser la CV difícil de definir conceptualmente porque es un concepto multidimensional se realizó un análisis factorial para evaluar si existe otro factor asociado a la calidad de servicio que los usuarios perciben.

Del análisis de los factores se puede destacar que en forma individual las frases mejor valoradas son las siguientes: **“No tengo que estar llamando por teléfono cada vez que se acaba el gas”, “Con el gas natural gasto menos que por la compra de los balones de GLP” y “Nos ha economizado mucho tiempo porque había que cambiar el balón, llamar por teléfono, no nos atendían y ahora ya no tenemos ese problema”**. Asimismo, se destaca que todas las medias se encuentran por encima de 4 (de acuerdo). En la tabla No. 6 y No. 7 se encuentran las estadísticas descriptivas de cada una de las frases y el resumen ordenado.

Tabla N° 6

Descriptives				
			Statistic	Std. Error
P9 “Con el gas natural gasto menos que por la compra de los balones de gas propano (GLP)”	Mean		4,7692	0,1151
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,5321	
		Upper Bound	5,0063	
	5% Trimmed Mean		4,8547	
	Median		5	
	Variance		0,345	
	Std. Deviation		0,587	
	Minimum		3	
	Maximum		5	
P10 “Yo estoy satisfecho con el gas natural, Desde que lo utilizo he tenido mucho ahorro”	Mean		4,4615	0,2093
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,0306	
		Upper Bound	4,8925	
	5% Trimmed Mean		4,6111	
	Median		5	
	Variance		1,138	
	Std. Deviation		1,067	
	Minimum		1	
	Maximum		5	
11”En cuanto a la seguridad es mucho mejor. En el otro caso (GLP) tengo mucho temor”	Mean		4,4231	0,1935
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,0245	
		Upper Bound	4,8217	
	5% Trimmed Mean		4,5256	
	Median		5	
	Variance		0,974	
	Std. Deviation		0,9868	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P12”Sobretudo más seguridad eso es lo que siento yo. En cambio con el anterior combustible no tenía seguridad”	Mean		4,4615	0,1591
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,1338	
		Upper Bound	4,7893	
	5% Trimmed Mean		4,5556	
	Median		5	
	Variance		0,658	
	Std. Deviation		0,8115	
	Minimum		2	
	Maximum		5	

P13 "Tenemos el sistema de ventilación con las rejillas, por eso no sentimos nada de lo que es gas. Tenemos que acercarnos demasiado, cuando recién prende para sentir algo"	Mean		4,3077	0,1903
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,9158	
		Upper Bound	4,6996	
	5% Trimmed Mean		4,3974	
	Median		5	
	Variance		0,942	
	Std. Deviation		0,9703	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P14 "Tenemos el número de teléfono para emergencia o cualquier problema que haya, pero no he tenido ninguno"	Mean		4,0769	0,2537
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,5544	
		Upper Bound	4,5995	
	5% Trimmed Mean		4,1966	
	Median		5	
	Variance		1,674	
	Std. Deviation		1,2938	
	Minimum		1	
	Maximum		5	
P15 "Anteriormente cuando había fugas el gas (GLP) bajaba al suelo. Ahora si hubiera alguna fuga con el gas (natural) tendríamos ningún problema porque las rejillas de ventilación inferior y superior ayudarían a disipar cualquier fuga"	Mean		4,3846	0,1476
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,0807	
		Upper Bound	4,6885	
	5% Trimmed Mean		4,4701	
	Median		4,5	
	Variance		0,566	
	Std. Deviation		0,7524	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P16 "Hasta el momento estoy tranquilo, contento, feliz con el gas y toda la instalación"	Mean		4,3846	0,1671
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,0404	
		Upper Bound	4,7288	
	5% Trimmed Mean		4,4701	
	Median		5	
	Variance		0,726	
	Std. Deviation		0,8521	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P17 "Resuelve la necesidad de tener que estar comprando balones y balones de GLP"	Mean		4,6538	0,1659
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,3122	
		Upper Bound	4,9955	
	5% Trimmed Mean		4,7821	
	Median		5	
	Variance		0,715	
	Std. Deviation		0,8458	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P18 "No tengo que estar llamando por teléfono cada vez que se acaba el gas"	Mean		4,8077	0,1243
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,5517	
		Upper Bound	5,0336	
	5% Trimmed Mean		4,9274	
	Median		5	
	Variance		0,402	
	Std. Deviation		0,6337	
	Minimum		2	
	Maximum		5	

P19 "Nos ha economizado mucho tiempo porque había que cambiar el balón, llamar por teléfono, no nos atendían y volvíamos a llamar por teléfono a la compañía de gas (GLP) y no llegaba. Ahora no tenemos problemas"	Mean		4,7692	0,1278
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,506	
		Upper Bound	5,0324	
	5% Trimmed Mean		4,8846	
	Median		5	
	Variance		0,425	
	Std. Deviation		0,6516	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P20 "El gas natural tiene un mayor valor agregado porque se puede usar en cualquier momento"	Mean		4,6923	0,1332
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,4179	
		Upper Bound	4,9667	
	5% Trimmed Mean		4,7991	
	Median		5	
	Variance		0,462	
	Std. Deviation		0,6794	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P21 "Es un nuevo sistema en el Perú y que muy pocas personas todavía lo tienen. Por eso, esto me da más estatus"	Mean		4,1538	0,2266
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,6871	
		Upper Bound	4,6206	
	5% Trimmed Mean		4,2692	
	Median		5	
	Variance		1,335	
	Std. Deviation		1,1556	
	Minimum		1	
	Maximum		5	
P22 "Da una mejor llama, diferente a la del balón de gas (GLP). Este manchaba las ollas con Hollín. Ahora con el gas natural ya no es así. Por eso estoy contento con este servicio"	Mean		4,4615	0,1774
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,0961	
		Upper Bound	4,827	
	5% Trimmed Mean		4,5983	
	Median		5	
	Variance		0,818	
	Std. Deviation		0,9047	
	Minimum		1	
	Maximum		5	
P23 "No corremos el riesgo de quedar con la comida a medio preparar, es una ventaja"	Mean		4,7308	0,1308
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	4,4614	
		Upper Bound	5,0001	
	5% Trimmed Mean		4,8419	
	Median		5	
	Variance		0,445	
	Std. Deviation		0,0668	
	Minimum		2	
	Maximum		5	
P24 "Me gustaría agregar un tema y eso me da un agregado"	Mean		4,3077	0,1982
	95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	3,8995	
		Upper Bound	4,7159	
	5% Trimmed Mean		4,4402	
	Median		5	
	Variance		1,022	
	Std. Deviation		1,0107	
	Minimum		1	
	Maximum		5	

Análisis factorial

La estructura teórica para identificar y analizar los principales indicadores de rendimiento sobre la prestación de los servicios básicos de saneamiento fue construida a través de la teoría multifactorial desarrollada por Thurstone en 1931, que proponía que a partir de una misma matriz de correlaciones uno no debe explorar por un único factor o grupo de factores, sino directamente extraer varios factores.

Siguiendo los estudios de Thurstone (Mendes, 2007), otros estudios comenzaron a ser desarrollados utilizando los fundamentos teóricos sobre análisis factorial en las áreas de la Psicología Social y otras ciencias. El análisis factorial representa una forma exploratoria de conocer el comportamiento de los datos y hacer posible la selección de las variables más representativas a partir de la reducción del espacio original de los parámetros.

Según Mendes (2007), el análisis factorial es una técnica estadística que se basa en el hecho de que en una serie de variables observadas, las mediciones pueden explicarse por un menor número de variables hipotéticas no-observables llamadas fuente de interés, más conocidas como factores. También dice que el análisis factorial trata de explicar la correlación entre las variables observadas, mediante la simplificación de los datos y a través de la reducción del número de variables que deben observarse. Presupone la existencia de un menor número de variables observadas subyacente a los datos que expresan lo que hay en común con las variables originales.

El método de análisis factorial se ha utilizado en un gran número de investigaciones, como es demostrado por las recientes publicaciones nacionales e internacionales, entre las que podemos delinear algunas relacionadas con las áreas temáticas de investigación de mercados, la agricultura, la calidad del agua, la satisfacción del cliente y la calidad total, entre otros.

En nuestro análisis previo se encontró que existiría una relación entre el consumo de GN y la mejora en la CV de las familias y que habían ciertos criterios que eran mejor valorados, como el bienestar material, el bienestar físico y el desarrollo personal. Sin embargo, al ser la CV difícil de definir conceptualmente porque es un concepto multidimensional se realizó un análisis factorial para evaluar si existe otro factor asociado a la calidad de servicio que los usuarios perciben.

Del análisis de los factores se puede destacar que en forma individual las frases mejor valoradas son las siguientes: **“No tengo que estar llamando por teléfono cada vez que se acaba el gas”, “Con el gas natural gasto menos que por la compra de los balones de GLP” y “Nos ha economizado mucho tiempo porque había que cambiar el balón, llamar por teléfono, no nos atendían y ahora ya no tenemos ese problema”**. Asimismo, se destaca que todas las medias se encuentran por encima de 4 (de acuerdo). En la tabla No. 6 y No. 7 se encuentran las estadísticas descriptivas de cada una de las frases y el resumen ordenado.

Tabla N° 7

Frase	Media	Error Std.
P18	4,8077	0,1243
P9	4,7692	0,1151
P19	4,7692	0,1278
P23	4,7308	0,1308
P20	4,6923	0,1332
P17	4,6538	0,1659
P12	4,4615	0,1591
P22	4,4615	0,1774

Frase	Media	Error Std.
P10	4,4615	0,2093
P11	4,4231	0,1935
P15	4,3846	0,1476
P16	4,3846	0,1671
P13	4,3077	0,1903
P24	4,3077	0,1982
P21	4,1538	0,2266
P14	4,0769	0,2537

Prueba de esfericidad de Barlett

Hipótesis

HO: No existe correlación entre las Variables P9 a P24
Para un Alfa de 0.05 se rechaza HO (Sig.=0.00), entonces existe correlación entre las variables y por tanto se puede aplicar un análisis factorial.

Adecuación de los datos al análisis factorial

Para evaluar la adecuación del conjunto de datos de la muestra al análisis factorial se utiliza el estadístico KMO. En nuestro caso KMO=0.583

En el caso que existiera una adecuación de los datos al análisis factorial, el KMO sería cercano a 1 y esto se da cuando los coeficientes de correlación parcial son pequeños. Mientras más cercano a 1 es el KMO, el conjunto de datos se adecúa mejor al análisis factorial; se considera un KMO aceptable a valores mayores a 0.500. Un índice KMO entre 0.5 y 0.6 indica un grado de correlación medio. En la tabla No. 8 se muestran los valores obtenidos.

KMO y Test Bartlett's

TABLA N° 8

KMO		0,583
Bartlett's Test de Esfericidad	Approx. Chi-Square	438.257
	df	120
	Sig.	0,000
A Based on correlations		

Medida de adecuación de los datos muestrales

Permite valorar la adecuación de cada variable para un análisis factorial. Cuando más alto es el MSA de una variable más adecuada es su inclusión en el análisis. En el caso que existiera una adecuación de los datos al análisis factorial, los coeficientes de correlación parcial serían pequeños, por tanto el KMO cercano a 1. Para MSA menores a 0.5 se consideraría a la variable no aceptable para el análisis factorial y podrían ser descartadas para tal fin. En nuestro caso, se podrían haber descartado las variables P9 y P21 pero hemos preferido mantenerlas por tener alta significación en el análisis individual. En la tabla No. 9 se muestra los valores de cada uno de ellos.

TABLA N° 9

	MSA
P9	.233(a)
P10	.656(a)
P11	.643(a)
P12	.560(a)
P13	.442(a)
P14	.382(a)
P15	.673(a)
P16	.803(a)
P17	.562(a)
P18	.609(a)
P19	.610(a)
P20	.839(a)
P21	.236(a)
P22	.517(a)
P23	.788(a)
P24	.632(a)

El criterio para elegir el número de factores es el de Káiser. Se elige a los autovalores mayores a 1. Estos factores son los que acumulan el porcentaje de varianza explicada que se considera suficiente para efectos del análisis. Para este análisis estos 4 factores representan el 81,8% de la varianza de la muestra.

Total Varianza Explicada

Component	Initial Eigenvalues(a)		
	Total	% of Variance	Cumulative %
1	8,943	55,893	55,893
2	1,798	11,235	67,128
3	1,341	8,384	75,511
4	1,017	6,355	81,866

Cargas Factoriales

Una variable debe tener cargas factoriales elevadas con un solo factor. No debe haber factores con cargas similares. A mayor carga factorial de una variable al factor, mayor contribución tiene esta variable al factor.

	Factores			
	1	2	3	4
P18	0,9140	0,1364	0,2476	0,1120
P23	0,8846	0,1249	0,2293	0,2586
P19	0,8841	0,1101	0,2903	0,0784
P20	0,8251	0,3093	0,1689	-0,0182
P15	0,7668	0,3231	0,0635	0,0942
P17	0,6873	0,2937	-0,0312	0,4660
P24	0,6373	0,3089	0,2761	0,3487
P9	-0,1927	0,7888	-0,0042	0,3145
P12	0,3621	0,7622	0,1188	0,1020
P11	0,4992	0,7558	-0,0247	0,1969
P10	0,3720	0,7185	0,4168	0,2024
P13	0,4456	0,6576	0,1578	-0,3074
P16	0,4159	0,5057	0,4904	0,2293
P21	0,0893	0,0050	0,9243	0,0053
P22	0,5145	0,2629	0,7600	0,1061
P14	0,2819	0,2357	0,1140	0,8978

Teniendo en cuenta esos criterios, el factor que es más apreciado por las familias es la “**Independencia del tiempo**”. Es decir, no es tanto lo que ahorran en presupuesto o la seguridad contra riesgos de accidentes, sino el tiempo que ahorran y del que pueden disponer para otras actividades. El concepto de no estar dependiendo de la disponibilidad de este recurso y poder decidir qué actividades realiza a cada momento. Por lo tanto, esta data validaría la hipótesis 5. En la tabla No. 10 se encuentra los componentes del factor 1.

Tabla N° 10

Factor 1	Carga Factorial
P18 "No tengo que estar llamando por teléfono cada vez que se acaba el gas"	0,9140
P23 "No corremos el riesgo de quedar con la comida a medio preparar, es una ventaja"	0,8846
P19 "Nos ha economizado mucho tiempo porque había que cambiar el balón, llamar por teléfono, no nos atendían y volvíamos a llamar por teléfono a la compañía de gas (GLP) y no llegaba. Ahora no tenemos problemas"	0,8841
P20 "El gas natural tiene un mayor valor agregado porque se puede usar en cualquier momento"	0,8251
P15 "Anteriormente mucho había fugas de gas(GLP) bajaba al suelo. Ahora si hubiera alguna fuga con el gas (natural) tendríamos ningún problema porque las rejillas de ventilación inferior y superior ayudarían a disipar cualquier fuga"	0,7668
P17 "Resuelve la necesidad de tener que estar comprando balones y balones de GLP"	0,6873
P24 "Me gustaría agregar un tema y eso me da un valor agregado"	0,6373

El segundo factor no hace sino más que reforzar que el bienestar material y el bienestar físico son criterios importantes, pero se encuentran valorados en conjunto. Lo que nos lleva a decir que sólo cuando se ahorra en presupuestos se percibe la seguridad como un plus. En la tabla No. 11 se encuentran los componentes del factor 2.

Tabla N° 11

Factor 2	Carga Factorial
P9 "Con el gas natural gasto menos que por la compra de los balones de gas propano (GLP)"	0,789
P12 "Sobretudo más seguridad eso es lo que siento yo. En cambio con el anterior combustible no tenía seguridad"	0,762
P11 "En cuanto a la seguridad es mucho mejor. En el otro caso (GLP) tengo mucho temor"	0,756
P10 "Yo estoy satisfecho con el gas natural. Desde que lo utilizo he tenido mucho ahorro"	0,718
P13 "Tenemos el sistema de ventilación con las rejillas, por eso no sentimos nada de lo que es gas. Tenemos que acercarnos demasiado, cuando recién prende para sentir algo"	0,658
P16 "Hasta el momento estoy tranquilo, contento, feliz con el gas y toda la instalación"	0,506

El tercer factor está ligado al desarrollo personal por lo que no hace más que confirmar la Hipótesis 4, pero con una descripción más exacta del concepto. En la tabla No. 12 se encuentran los componentes del factor 3.

Tabla N° 12

Factor 3	Carga Factorial
P21 "Es un nuevo sistema en el Perú y que muy pocas personas todavía lo tienen. Por eso, esto me da más estatus"	0,924
P22 "Da una mejor llama, diferente a la del balón de gas (GLP). Este manchaba las ollas con Hollín. Ahora con el gas natural ya no es así. Por eso estoy contento con este servicio"	0,760

Por último, el cuarto factor nos proporciona información relevante para seguir explorando en la calidad de servicio, sobre todo relacionado con la comunicación que necesitan los usuarios de GN. En la tabla No. 13 se encuentra los componentes del factor 4.

Tabla N° 13

Factor 4	Carga Factorial
P14 "Tenemos un número de teléfono para emergencia o cualquier problema que haya, pero no he tenido ninguno"	0,868

7. Bibliografía

- Barnes, D. F., y Qian. L., (1992). "Urban Interfuel Substitution, Energy Use and Equity in Developing Countries: Some Preliminary Results" Industry and Energy Department Working Paper, Energy Series, no. 53. World Bank, Washington, D.C.
- Fernández, V. (2006), "Regulation of a natural gas distribution network in a developing country - from conception to implementation" presentado en la 6th International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canadá.
- Fernández, V. (2008), "Mejora de la Calidad de Vida en el Perú – Un enfoque cualitativo del rol del uso del Gas Natural", Esan - Esade.
- Foster, V., (2000), "Measuring the impact of energy reforms – Practical Options", The World Bank Group – private sector and Infrastructure network pp. 1-11.
- Glaser, B. y Strauss, A. (1967), "The discovery of grounded theory", Chicago, Illinois.
- Hicks, N. (1998) "An analysis of the index of unsatisfied basic needs (NBI) of Argentina with suggestions of improvement", World Bank, Latin America and the Caribbean Region, Poverty sector unit, Washington D.C.
- Kahn, R. y Juster, F. (2002) "Well-being: Concepts and measures", Journal of social issues Vol 58, pp. 627-644.
- Lee, J. (2005) "An exploratory study on the quality of life of older Chinese people who live alone in Hong Kong", Social Indicators research 71: pp. 335 – 361.
- Lok-Dessallien, R. (1999) "Review of poverty concepts and indicators", United Nations Development Programme, New York.
- Mactavish, J., MacKay, K., Iwasaki, Y. y Betteridge, D. (2007), "Family caregivers of individuals with intellectual disability: Perspectives on Life Quality and the role of vacations", Journal of leisure research Vol. 39 No. 1, pp. 127-155.
- Martins, J., (2005), "The impact of the use of energy sources on the quality of life of poor communities", Social Indicators Research Vol 72 pp. 373–402.
- Mendes, F., (2007) "An alternate methodology for the evaluation of the performance of basic sanitation: Application of the factorial analysis", Journal of Management of Environmental Quality Volume 18 No. 1, pp. 22 – 35.
- Ministerio de Energía y Minas – DGH (2005) "Usos y ventajas del gas natural en el sector residencial y comercial", Perú.
- Schalock, R. (1996), "Reconsidering the conceptualization and measurement of quality of life – Quality of Life – Vol 1. Washington D.C.
- Schalock, R. (2000), "Three decades of quality of life – Mental retardation in the 21st. century – Austin, Texas.
- Strauss, A. y Corbin, J. (1998), "Basics of qualitative research: Techniques and procedures for developing grounded theory, 2nd. Ed. Newbury Park CA: Sage.
- Turnbull, A. (2004), Families and people with mental retardation and quality of life: International perspectives", Washington D.C.



El Transporte de Hidrocarburos por Ductos: El desarrollo del Gas Natural en el Perú

RENZO VIANI VELARDE
(PERÚ)

Renzo Viani V.

Abogado de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), con Maestría en Derecho Internacional Económico de la Escuela de Graduados de la PUCP.

Ha sido asesor legal del Comité Especial del Proyecto Camisea de COPRI (hoy PROINVERSION), Director de la Empresa Minera Bayóvar, Mandatario Nacional de Syntroleum Corporation y Asociado del Estudio Muñiz, Ramírez, Pérez – Taiman & Luna Victoria Abogados, en el área de Petróleo y Gas. Actualmente es miembro del Comité Legal Petrolero de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, miembro del Comité Legal de AFIN (antes ADEPSEP) y desde mayo de 2002 es Gerente Legal de Transportadora de Gas del Perú S.A.

Aun cuando podemos decir que la regulación moderna del transporte de hidrocarburos por ductos se inicia con la promulgación de la Ley Orgánica que Norma las Actividades de Hidrocarburos en el Territorio Nacional -Ley N° 26221 llamada “Ley Orgánica de Hidrocarburos” (LOH), cuyo Artículo 72^{o1} fue inicialmente reglamentado por el Decreto Supremo N° 024-94-EM (Reglamento para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos)² y el Decreto Supremo N° 025-94-EM (Reglamento para el Cálculo de Tarifas de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Ductos), es en realidad con la convocatoria de las licitaciones para la explotación de hidrocarburos del Lote 88 (Camisea) y para el transporte por ductos de gas natural, líquidos de gas natural y la distribución de gas natural por red de ductos del Proyecto Camisea, que el Estado desarrolla una normativa adecuada del transporte de hidrocarburos por ductos y de

(1) Artículo 72° de la LOH: “Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de Hidrocarburos y de sus productos derivados, de acuerdo a un contrato de concesión para el transporte, que se otorgará con sujeción a las disposiciones que establezca el reglamento que dictará el Ministerio de Energía y Minas”.

Las tarifas de transporte se fijarán de acuerdo con el Reglamento aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.”

(2) Derogados posteriormente por los Decretos Supremos N° 021-96-EM y 022-96-EM, respectivamente, los cuales aprobaron nuevos Reglamentos de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y de Cálculo de Tarifas de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, respectivamente, los que a su vez fueron derogados por el Decreto Supremo N° 041-99-EM, el cual finalmente quedó reemplazado en su integridad por el actual Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por decreto Supremo N° 081-2007-EM, el cual incluye disposiciones sobre cálculos de tarifas de transporte de gas natural así como de hidrocarburos líquidos, además de normas nuevas sobre sistema de integridad de ductos y procedimientos para control de emergencias.



distribución de gas natural por red de ductos. Este artículo pretende dar una introducción al lector de los principales conceptos que rigen la actividad de transporte de hidrocarburos por ductos, el mismo que no podrá ser hecho sin relacionarlo con el creciente desarrollo del Proyecto Camisea.

El 31 de mayo de 1999 el CECAM³ publicó la convocatoria para el Concurso Público Internacional para otorgar el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 en Camisea y para otorgar las concesiones de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al City Gate en Lima, de Transporte de Líquidos de Gas Natural por Ductos de Camisea a la Costa y de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao. Con esta convocatoria, el Gobierno del Perú inició una segunda etapa en el desarrollo del Proyecto Camisea⁴ que, a la postre, sería la que finalmente permitió concretar la construcción de

las instalaciones y facilidades tanto del segmento de producción o “upstream”⁵, del segmento de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos⁶, así como la distribución⁷ de gas natural por red de ductos en Lima y Callao⁸.

Camisea está constituido por diversos yacimientos que conforman el Lote 88. Los más importantes son los yacimientos de San Martín y Cashiriari que, a la fecha de la convocatoria de las mencionadas licitaciones, contaban con reservas probadas de 8,74 TCF⁹, reservas probables de 2,33 TCF y reservas posibles de 1,65 TCF, que hacían un total global de 12,72 TCF¹⁰.

La puesta en marcha de Camisea I ha significado para el país el inicio del cambio de su matriz energética hacia una estructura cada vez más influenciada por el gas natural, combustible significativamente más barato y más limpio que los tradicionales

(3) Comité Especial Proyecto Camisea designado por Resolución Suprema N° 060-99-PE, cuyas funciones se desarrollaron bajo el ámbito de la competencia de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI).

(4) El primer desarrollo importante del Proyecto Camisea, a cargo del Consorcio Shell – Mobil, concluyó con la resolución del Contrato de Licencia producida el 16 de julio de 1998. Dicho contrato no sólo incluía la etapa de producción de gas natural y líquidos de gas natural, sino también el transporte de ambos hidrocarburos, por ductos de Camisea a la costa del sur chico.

(5) Incluye las instalaciones que permiten la extracción del gas natural en los respectivos yacimientos, la planta de separación de los líquidos de gas natural en la localidad de Malvinas, provincia de La Convención, Cuzco y la planta de fraccionamiento de los líquidos de gas natural en Playa Lobería, Pisco.

(6) Comprende la instalación de 730 km. de tubería de 32”, 24” y 18” para el transporte de gas natural, 560 km. de tubería de 14” y 10” para el transporte de líquidos de gas natural, y sus respectivas instalaciones de superficie, tales como 4 estaciones de bombeo de líquidos de gas natural, 2 estaciones reductoras de presión de líquidos de gas natural, válvulas de bloqueo instaladas cada 20 o 30 km., así como válvulas de lanzamiento y recepción de instrumentos de inspección interna o raspapubos.

(7) Incluye una red troncal en alta presión desde Lurín hasta Ventanilla, diversos ramales de tuberías, así como una red de distribución en baja presión, entre otras instalaciones principales.

(8) Todos esos segmentos llamados comúnmente Camisea I, siendo Camisea II la fase de exportación de gas natural licuefactado, a cargo de la empresa Perú LNG.

(9) Trillion Cubit Feet o billones de pies cúbicos.

(10) Fuente: COPRI, CECAM, Libro Blanco Camisea, Volumen N° I, Informe Final, p. 2, Febrero 2001.

combustibles líquidos, los cuales empiezan a ser reemplazados. Si consideramos que el precio de dichos combustibles líquidos está directamente determinado por el precio internacional del petróleo¹¹, del cual el Perú es importador, la producción de gas natural como recurso propio permite al país contar con un hidrocarburo cuyo precio no está necesaria o directamente vinculado al precio internacional del petróleo¹², lo que redundará en directo beneficio de los consumidores de gas natural, abaratando y haciendo más eficientes diversos sectores de la economía nacional, principalmente el sector de generación termoeléctrica¹³, la industria cementera, cerámicas, vidrios y otros usos industriales del gas natural, sin dejar de mencionar el gas natural vehicular y el uso doméstico del gas natural. Todo ello fomenta la competencia y propicia la diversificación de las fuentes energéticas que incrementan la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

1. Fases de los Hidrocarburos

A efectos de entender la importancia del transporte de hidrocarburos por ductos, resulta importante describir cómo están compuestas y cómo se relacionan los distintos eslabones o fases de los hidrocarburos (producción, transporte, refinación, distribución y comercialización).

El hidrocarburo es la cadena química de hidrógenos y carbonos que puede presentarse en estado líquido o gaseoso. Cuanto más carbono tiene la cadena se dirá que el hidrocarburo es “más pesado”, y viceversa. El primer eslabón o fase es la de producción, que suele incluir ciertas etapas de refinación, todo ello llamado “Upstream” en el lenguaje petrolero, en alusión a que el hidrocarburo sigue un flujo o corriente que empieza en la producción y termina, “aguas abajo”, en la fase

de distribución o comercialización en la que llega al usuario final; es decir, la fase que está “aguas arriba” (Upstream) es la primera fase (producción) y a ella le siguen las que están aguas abajo o “Downstream”, como el transporte y la distribución.

Una vez producido o extraído el hidrocarburo, éste requiere ser transportado a zonas de refinación, comercialización y/o distribución. Si la producción se realiza en yacimientos ubicados en tierra firme “*on shore*”, dicho transporte se hace a través de tuberías. Si la producción se realiza en yacimientos ubicados en el mar “*off shore*”. El transporte puede hacerse tanto mediante tuberías como por buques; estos últimos son utilizados principalmente para el transporte de los productos de los hidrocarburos líquidos (lo que generalmente supone una etapa previa de refinación), mientras que los ductos son utilizados tanto para el transporte de hidrocarburos líquidos como del gas natural. Cabe señalar que es posible el transporte de gas natural por buques, a través del proceso llamado LNG, de las siglas en inglés de “Liquified Natural Gas”. En el Perú dicha actividad iniciará operaciones a mediados del año 2010 con el proyecto liderado por Perú LNG, único proyecto actual en la costa occidental de América¹⁴.

De esta manera, el Transporte de Hidrocarburos se convierte en la fase o eslabón necesario e imprescindible para llevar la producción hacia los lugares de procesamiento, consumo o distribución (mercado). Dicha fase o segmento requiere grandes inversiones y mecanismos adecuados para recuperarlas. Estas inversiones son amplias y detalladamente analizadas por los inversionistas, en donde las variables relacionadas al consumo y su ubicación son esenciales para tomar decisiones adecuadas de inversión. En el siguiente cuadro¹⁵ podremos ver una comparación entre distintos costos del transporte de hidrocarburos, dependiendo de las distancias y del tipo de infraestructura utilizada.

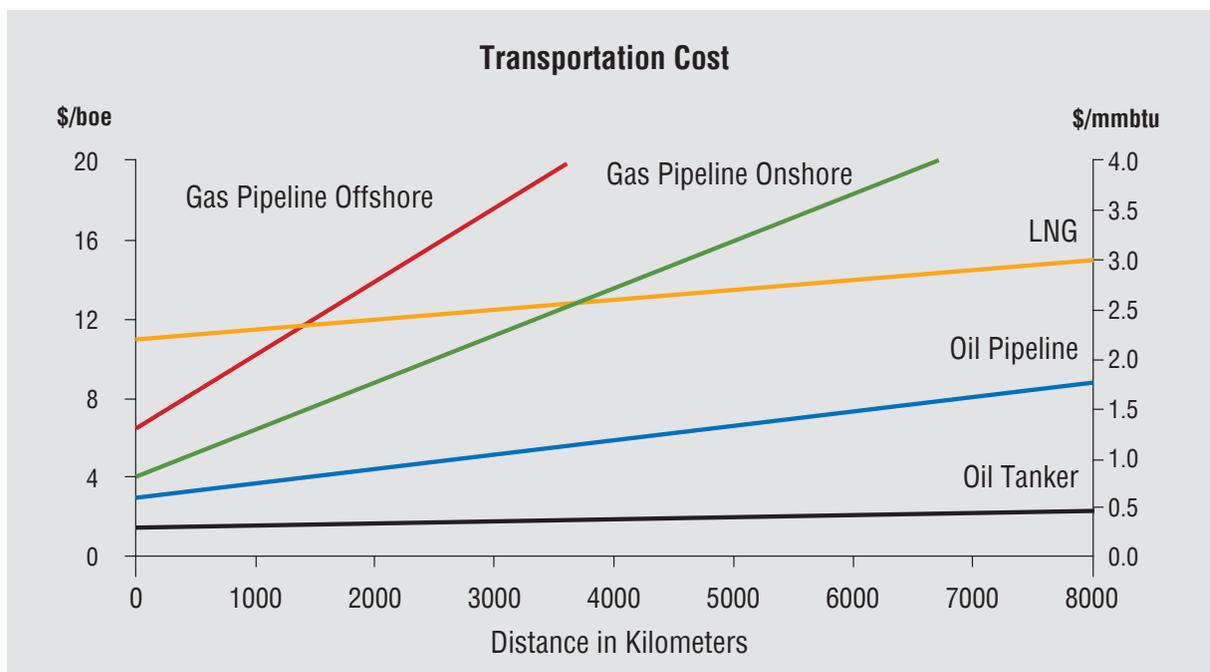
(11) El cual ha superado los US \$ 130.00 por barril en el año 2008.

(12) Cabe precisar que si bien el contrato de licencia para la explotación de gas natural del Lote 88 contiene ciertas fórmulas de ajuste relacionadas a una canasta de precios, dicho ajuste finalmente no tiene una línea directamente influenciada por el alza y la caída del precio internacional del petróleo, permitiendo un interesante grado de independencia del mismo.

(13) Desde que el gas natural de Camisea es tomado en cuenta por la CTE (Comisión de Tarifas Eléctricas, luego llamada Comisión de Tarifas de Energía) y luego por OSINERG (hoy OSINERGMIN) para la fijación de los precios de la energía eléctrica, lo cual ocurre desde mayo del año 2000, se ha permitido que los usuarios de energía eléctrica tengan un ahorro neto de US \$ 3,400 millones, a diciembre del año 2006, estimándose un ahorro de US \$ 31,200 millones por lo que resta de la vida del proyecto (2007 a 2033), según estimados de diversos estudios económicos. Dado que el costo del combustible que una planta termoeléctrica necesita para generar un Kw adicional de electricidad tiene una incidencia directa en el costo final de la energía eléctrica, la utilización de gas natural en dicha actividad en reemplazo de combustibles líquidos significativamente más caros, con precios directamente determinados por el precio del petróleo, ha permitido obtener el ahorro indicado que no hubiese existido sin Camisea I.

(14) En el mundo, ya existe una planta de LNG en la península de Kenai, Alaska.

(15) Fuente: Paul Crane Associates, The Fundamentals of the Energy Industry, curso organizado por The Petroleum Economist en Surrey, Reino Unido, del 14 al 17 de abril de 2000.



Así, vemos que no importando la distancia, el transporte de crudo por buques tanque y por oleoductos resultan ser, en ese orden, los medios de transporte más económicos. Luego, hasta distancias de alrededor de 1,500 km el transporte de gas natural por tierra o por mar resultan ser, en ese orden, los más económicos; mientras que para las mismas distancias el transporte de LNG a través de los llamados buques metaneros, resulta ser el medio más caro. Sin embargo, sobre distancias superiores a 1,500 km, para transporte de gas natural por ductos marinos, o sobre los 3,500 km, para transporte de gas natural por ductos terrestres, el transporte de LNG se convierte en el medio de transporte de gas natural más económico y eficiente.

El transporte de gas puede darse como prestación de servicios a terceros vía ductos de acceso abierto (concesión) o ductos cerrados (ductos principales, ductos de uso propio, sistemas de recolección).

2. Desarrollo de Infraestructura de Transporte de Gas Natural por Ductos

El transporte de gas puede darse como prestación de servicios a terceros vía ductos de acceso abierto

(concesión); también puede darse como actividad propia, en beneficio del mismo titular del ducto, como una etapa más de su propio proceso productivo, lo cual se da a través de ductos cerrados o dedicados (ductos principales, ductos de uso propio, sistemas de recolección) y no un sistema de acceso abierto.

La mayoría de los sistemas de transporte de gas por ductos han sido desarrollados a través de monopolios estatales donde prima la integración vertical, es decir, un mismo titular (el Estado) tenía en sus manos la producción, el transporte y la distribución del gas natural. Dicho monopolio estatal tiene una explicación tanto jurídica como económica en boga en el modelo estatal europeo de las décadas anteriores y posteriores a la mitad del siglo 20. Al respecto, *“El Estado Social, es la denominación que los juristas damos al llamado “Estado del Bienestar” (Welfare State), que es como lo llaman los economistas, y constituye un tipo de modelo de Estado prestador de bienes y servicios, garante de la denominada procura existencial, que se desarrolla en Europa entre 1930 – 1980”*¹⁶. En adición a ello, una economía de escala aplicada a la provisión de bienes y servicios cuya demanda inicialmente es escasa, tiende a que las distintas fases de dicha cadena productiva esté en manos de un mismo titular (integración vertical), no favoreciendo dicho escenario a la presencia de competencia del capital privado, sobre todo tratándose de actividades que

(16) Ariño Ortiz, Gaspar, Principios de Derecho Público Económico, ARA Editores E.I.R.L., Perú, Octubre, 2004, p. 137.

requieren ingentes inversiones con tasas de retorno poco satisfactorias, al menos inicialmente.

A medida que la demanda por tales bienes y servicios empieza a acercarse al punto de equilibrio y a hacer competitivas las inversiones en ese segmento, la atracción hacia el capital privado se torna cada vez mayor. No es por eso extraño que los grandes monopolios estatales, muchos años después que las actividades capturadas por los mismos han alcanzado madurez en cuanto al punto de equilibrio entre oferta y demanda, al toparse con la llamada “crisis del estado social” iniciaron la transición hacia la participación del capital privado en tales actividades, proceso que necesitó llevar como condición explícita el rompimiento de la integración vertical, segmentando las distintas fases productivas de la actividad (producción, transporte y distribución, para el caso del gas natural), lo que de la mano de una fuerte, independiente y profesional supervisión del Estado ha procurado asegurar la modernización en la provisión de tales bienes y servicios, tendiendo a evitar el abuso de posición dominante en tales actividades, muchas de las cuales constituyen monopolios naturales.

Al respecto, Gaspar Ariño señala:

“Ahora bien, todo esto está hoy en crisis, no porque el Derecho se haya impuesto al Estado Social, sino porque el Estado Social está en quiebra: no puede pagar sus compromisos. También en quiebra conceptual, de sus pensadores y teóricos. Frente a los resultados empíricos del Estado Social, se inició a mediados de los años setenta una profunda crítica que cristalizó políticamente en los Estados Unidos con el Presidente Reagan, en Inglaterra con Margaret Thatcher y llegó a Suecia con Carl Bildt. Después Italia, Francia, España y muchos otros países han iniciado amplios procesos de revisión. Posiblemente, estamos a las puertas de un nuevo tiempo histórico, en el que termina el proceso iniciado a comienzos del siglo, y que se manifiesta en el mundo entero, sin depender de voluntarismo político alguno. No es fruto de un determinado gobierno, partido o ideología, sino algo más profundo, que pertenece al orden de la biología histórica: cambios incontenibles,

que trascienden las fronteras territoriales e ideológicas. Puede afirmarse que en algún sentido, hoy Blair es la continuación de M. Thatcher, bajo un nuevo nombre: “new labour”. Clinton, ha realizado el recorte del Estado del Bienestar que quería Ronald Reagan. Menem, llegó como peronista y ha desarrollado una fantástica política de privatizaciones y liberalización de la economía argentina; en España las privatizaciones las inició F. González, no Aznar. Y es que la privatización y el replanteamiento del Estado Social no es producto de un Gobierno, sino el resultado de un proceso de biología histórica.”¹⁷

Respecto de ciertas referencias históricas en la cita de Gaspar Ariño, cabe comentar que en algunos casos los hechos han demostrado que ciertos procesos, como el argentino, no fueron llevados adecuadamente, por lo que el calificativo de “fantástico” en relación al proceso llevado a cabo por Menem es bastante exagerado, por no decir erróneo; sin embargo, ello no afecta en absoluto la esencia del comentario del profesor Gaspar Ariño con el que estamos ciertamente de acuerdo.

En el Perú, el Transporte de Gas Natural y de Líquidos de Gas Natural de Camisea se otorgó en concesión de manera independiente a la licencia de explotación del Lote 88, aún sin estar permitida una integración vertical. Dicho esquema es propio de una industria de gas madura y desarrollada en la que la presencia de numerosos ofertantes del servicio (varios productores y varios transportistas) confluye naturalmente con la presencia de una gran demanda, promoviendo así la competencia en el sector y la diversificación de las fuentes energéticas. Sin embargo, la modalidad en que se licitó Camisea supuso superar un gran reto: lanzar dicho desarrollo con un mercado inexistente y una demanda de gas sumamente escasa. Se debía asegurar los incentivos necesarios para que la inversión en ese escenario sea suficientemente rentable como para atraer capitales privados. El Estado afrontó ese reto formulando un marco regulatorio que garantice la recuperación de la inversión, aún con demandas bajas. Profundizaremos en ese marco regulatorio cuando desarrollemos con más detalle el caso Camisea.

(17) Ariño Ortiz, Gaspar, Principios de Derecho Público Económico, ARA Editores E.I.R.L., Perú, Octubre, 2004, p. 150.

Respecto de ciertas referencias históricas en la cita de Gaspar Ariño, cabe comentar que en algunos casos los hechos han demostrado que ciertos procesos, como el argentino, no fueron llevados adecuadamente, por lo que el calificativo de “fantástico” en relación al proceso llevado a cabo por Menem es bastante exagerado, por no decir erróneo; sin embargo, ello no afecta en absoluto la esencia del comentario del profesor Gaspar Ariño con el que estamos ciertamente de acuerdo.

En el Perú, el Transporte de Gas Natural y de Líquidos de Gas Natural de Camisea se otorgó en concesión de manera independiente a la licencia de explotación del Lote 88, aún sin estar permitida una integración vertical. Dicho esquema es propio de una industria de gas madura y desarrollada en la que la presencia de numerosos ofertantes del servicio (varios productores y varios transportistas) confluye naturalmente con la presencia de una gran demanda, promoviendo así la competencia en el sector y la diversificación de las fuentes energéticas. Sin embargo, la modalidad en que se licitó Camisea supuso superar un gran reto: lanzar dicho desarrollo con un mercado inexistente y una demanda de gas sumamente escasa. Se debía asegurar los incentivos necesarios para que la inversión en ese escenario sea suficientemente rentable como para atraer capitales privados. El Estado afrontó ese reto formulando un marco regulatorio que garantice la recuperación de la inversión, aún con demandas bajas. Profundizaremos en ese marco regulatorio cuando desarrollemos con más detalle el caso Camisea.

3. Marco Normativo

3.1 Constitución Política y Ley Orgánica de Hidrocarburos

El marco normativo dentro del cual se enmarca la actividad de transporte de hidrocarburos por ductos tiene su primer peldaño en los Artículos 66° y 73°¹⁸ de la Constitución Política del Perú.

En ese sentido vienen, a colación los conceptos de servicio público, obras públicas de infraestructura, bienes de dominio público, etc. En este contexto, tal vez el concepto “servicio público” sea el más trascendental y a la vez el que más acepciones tiene en la legislación comparada así como en la doctrina. Reconociendo que una definición de “servicio público” debe ser tomada como concepto generalizado y no uniforme o preciso, y además de un concepto histórico y políticamente variable, Gaspar Ariño lanza la siguiente definición: “*Servicio público es aquella actividad propia del Estado o de otra Administración Pública, de prestación positiva, con la cual, mediante un procedimiento de Derecho Público, se asegura la ejecución regular y continua, por organización pública o por delegación, de un servicio técnico indispensable para la vida social*”¹⁹.

Dicha definición esboza dos elementos esenciales de todo servicio público: el llamado acceso abierto y el llamado servicio universal.

El concepto de acceso abierto es propio de los servicios públicos prestados a través de redes o infraestructura y tiene como objeto la libertad de acceder a dicha infraestructura por parte de cualquier usuario o solicitante del servicio que esté legitimado para dicho acceso. El concepto recae también en el principio de economía de escala, por la cual no es aceptable, desde el punto de vista económico, la coexistencia de varias redes o infraestructura para el mismo servicio, motivo por el cual se tiende a limitar la cantidad de redes, hacerlas más eficientes, pero a la vez garantizando el uso de las mismas a un universo de usuarios, a través del principio de acceso abierto.

El servicio universal es la consecuencia de la existencia del acceso abierto; es decir gracias al principio de acceso abierto, del cual puede gozar un usuario legitimado o un tercer operador, se logra dar el servicio universal finalmente a todos los usuarios que requieran obtener el servicio público respectivo. Los

(18) **Artículo 66:** Los recursos naturales, renovables y no renovables, son patrimonio de la Nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento. Por ley orgánica se fijan las condiciones de su utilización y de su otorgamiento a particulares. La concesión otorga a su titular un derecho real, sujeto a dicha norma legal. **Artículo 73:** Los bienes de dominio público son inalienables e imprescriptibles. Los bienes de uso público pueden ser concedidos a particulares conforme a ley, para su aprovechamiento económico.

(19) **Ariño** Ortiz, Gaspar, Principios de Derecho Público Económico, ARA Editores E.I.R.L., Perú, Octubre, 2004, p. 564.



servicios esenciales universales son “aquellas modalidades a las que el mercado, por sí solo, no daría respuesta y la autoridad entiende que deben ser cubiertas porque constituyen un estándar mínimo del servicio al que todos tienen derecho. En este caso, la competencia no es posible porque no hay oferta. Y no lo hay porque el coste de dichas prestaciones jamás cubriría el precio que por ellas se podría pagar y nadie estaría interesado en concurrir. En tales casos, la regulación de nuevo interviene, imponiendo la prestación obligatoria a cualquiera de los operadores del sector.”²⁰

En lo que respecta a “bienes de dominio público”, “obras públicas” e “infraestructura”, es importante también hacer las precisiones del caso. En cuanto a los primeros, éstos son los destinados al uso público, tales como caminos, canales, ríos, torrentes, puertos y puentes construidos por el Estado, así como las playas, riberas, etc. Su uso puede o no ser gratuito. Dentro de los mismos existen bienes que constituyen creaciones u obras humanas, así como bienes no creados por el hombre, como los accidentes naturales (playas, ríos, etc.). Los bienes de dominio público creados por el hombre serían las obras públicas, tales como las plazas, caminos, carreteras, monumentos, etc. Tales obras públicas, a su vez, pueden o no constituir infraestructura. El diccionario de la Real Academia de la Lengua Española define como infraestructura el “conjunto de elementos o servicios que se consideran necesarios para la creación y funcionamiento

de una organización cualquiera”. En ese sentido la obra pública y la infraestructura no son conceptos similares. La infraestructura, en el campo de los servicios públicos, está concebida como redes destinadas a la prestación de dicho servicio, existiendo obras públicas, como plazas o monumentos que no cumplen dichas condiciones. La doctrina moderna, en este nivel avanzado de análisis, llega a la conclusión que hay infraestructuras netamente públicas (que son obras públicas de dominio público, que conforman una red mediante la cual se presta un servicio público) e infraestructuras de titularidad privada pero de interés público o asignadas a la prestación de un servicio público, tales como las telecomunicaciones, el servicio eléctrico, el transporte y la distribución de gas natural.

En este punto podemos decir que la diversidad doctrinaria en las definiciones y categorizaciones es sumamente amplia, por lo que es finalmente la decisión legislativa que adopte el Estado la que determinará la caracterización de cada actividad.

En ese sentido, el Artículo 79° de la LOH define a la distribución de gas natural por red de ductos como servicio público. La red de ductos mediante la cual se prestará el servicio de distribución de gas natural será una obra de infraestructura destinada a un servicio público. Dependiendo de la naturaleza del concesionario (persona de derecho privado o de derecho público) su titularidad podrá ser

(20) Ariño Ortiz, Gaspar, Principios de Derecho Público Económico, ARA Editores E.I.R.L., Perú, Octubre, 2004, p. 634.

privada o no. En este extremo, el legislador a su vez ha optado por llamarla “Obra Pública de Infraestructura”, independientemente de si su titular es una persona de derecho privado o derecho público, ello de conformidad con los preceptos dispuestos por el Decreto Supremo N° 059-96-PCM, el cual aprobó el Texto Único Ordenado de las normas con rango de ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, bajo cuyo ámbito fueron otorgadas las concesiones de transporte y distribución del Proyecto Camisea. En ese sentido, claramente la distribución de gas natural por red de ductos cumple también con los principios de acceso abierto y de servicio universal.

En lo que respecta al Transporte de Hidrocarburos por Ductos, el transporte de hidrocarburos líquidos no constituye un servicio público, aunque si bien el ducto para el transporte de líquidos sí podría ser calificado como una obra pública de infraestructura.

En lo que respecta al Transporte de Gas Natural por Ductos, los ductos mediante los cuales se realiza dicha actividad tienen la misma naturaleza de los ductos del transporte de hidrocarburos líquidos; sin embargo, el servicio de transporte tendría una naturaleza mixta. Por un lado, no cumple el principio de servicio universal, toda vez que el acceso al mismo está restringido a ciertos usuarios y operadores, no es un servicio de red domiciliario, sino más bien un servicio mayorista. Por otro lado, tenemos que resulta ser un eslabón necesario en la cadena o flujo del gas natural, pues conecta un centro de producción con un centro de distribución o consumo; su existencia, dependiendo de las ubicaciones geográficas de las instalaciones de producción y consumo, podrá ser o no esencial. Así por ejemplo, un área de distribución de gas natural ubicada a las orillas del mar o de un lago o río podrá abastecerse de dicho hidrocarburo mediante la licuefacción del gas natural y no por tuberías, recibiendo el gas a través de los

llamados buques metaneros, en la medida que las instalaciones de licuefacción en el puerto de origen y de regasificación en el área de distribución, existan. Un área de distribución que no cuente con dichas instalaciones porque simplemente no se ha dado la inversión o porque no existe el acceso a vías de transporte acuático, el transporte de gas natural por ductos será un servicio esencial, el que llamaría un servicio cuasi público. Es interesante notar, como queda escrito en el siguiente numeral 3.2, que la LOH no califica al transporte de hidrocarburos por ductos, como un servicio público, como sí lo hace con la distribución.

Resta en este acápite sólo refrescar el contenido del artículo 72° de la LOH:

Artículo 72°

Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de Hidrocarburos y de sus productos derivados, de acuerdo a un contrato de concesión para el transporte, que se otorgará con sujeción a las disposiciones que establezca el reglamento que dictará el Ministerio de Energía y Minas.

115

Cabe precisar, como se desarrolla a continuación, que nuestra legislación permite que el transporte de hidrocarburos por ductos se dé por concesiones o a solicitud de parte, con la finalidad de prestar este servicio a terceros. También existe el transporte por ductos cerrados (ductos principales, ductos de uso propio, etc.), a través de los cuales no se presta servicios a terceros, constituyendo entonces la actividad como una fase más dentro del proceso productivo del titular del ducto.

3.2 Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos

Mediante Decreto Supremo N° 041-99-EM se aprobó el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos²¹, norma que junto al Decreto Supremo N° 059-96-PCM,

(21) Hoy reemplazado por el reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM

el cual aprobó el Texto Único Ordenado de las normas con rango de ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Ley N° 27133 y su reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM, constituyó el marco legal regulatorio bajo el cual se licitó y otorgó en licencia y concesión los distintos segmentos del Proyecto Camisea.

A continuación identificaremos las distintas características del transporte de hidrocarburos por ductos regulado por su actual reglamento aprobado por decreto Supremo N° 081-2007-EM:

- a) Se requiere concesión para prestar el servicio de Transporte.
- b) La Concesión otorga al Concesionario el derecho y la obligación de transportar hidrocarburos a través de un Sistema de Transporte.
- c) La Concesión no otorga exclusividad geográfica ni territorial.
- d) No se requiere concesión, en tanto no se preste servicios a terceros, en los siguientes casos:
 - Ductos Principales.
 - Sistemas de Recolección y de Reinyección.
 - Ductos para transporte de hidrocarburos, de uso propio, que conecta dos instalaciones de hidrocarburos sobre las cuales el titular del ducto tenga la condición de operador.
- e) La Concesión se otorga por plazo determinado, no mayor de 60 años (incluyendo sus prórrogas) ni menor a 20.
- f) El plazo puede ser prorrogado por períodos no mayores a 10 años.
- g) La concesión se otorga a través de un concurso o licitación público, o por solicitud de parte.
- h) Mediante Resolución Suprema se otorga la concesión, la cuál deberá ser aceptada por el concesionario.
- i) Debe suscribirse un contrato de concesión, el cual regulará la misma.
- j) El concesionario debe garantizar el cumplimiento de sus obligaciones, mediante cartas fianzas.
- k) La concesión se inscribe en el Libro de

Concesiones para explotar Servicios Públicos, del Registro de la Propiedad Inmueble.

- l) Las tarifas que cobrará el concesionario por el servicio de transporte son fijadas por OSINERGMIN. Son tarifas máximas.
- m) OSINERGMIN es el Órgano Supervisor, que fiscaliza el cumplimiento de las normas en materia ambiental, seguridad, relaciones comunitarias y técnicas.
- n) La concesión termina por:
 - Vencimiento del plazo del Contrato.
 - Declaración de caducidad.
 - Aceptación de la renuncia del concesionario.
 - Otras causas que especifique el contrato de concesión.
- o) Para prestar el servicio de transporte, el concesionario deberá suscribir un contrato de servicio con el Solicitante o Usuario.
- p) Sólo podrán adquirir servicio de transporte los Usuarios considerados Consumidores Independientes, aquellos que adquieran gas por un volumen mayor a 30 mil metros cúbicos por día.

4. Acceso Abierto

El principio de acceso abierto es entendido como una medida o garantía antimonopólica. Ello supone calificar a los sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos (gas natural, principalmente) como monopolios naturales. Hay razones económicas que sustentan el acceso abierto (efecto de redes y economías de escala) y razones legales. Tratándose de servicios públicos, por naturaleza tiene vocación de ser usado por una masa de usuarios, los cuales deben acceder al servicio libremente; le interesa al Estado cuando concede a un privado el servicio. El Estado, a través de la regulación, interviene para promover la libre competencia y evitar el abuso de posición dominante en el mercado. Esta intervención se hace a través de reglamentaciones, las que en muchos casos, exigen al concesionario el cumplimiento de principios, como tratamiento equitativo, publicidad, transparencia, libre concurrencia, etc. Tales principios tienden a garantizar el libre acceso a los sistemas de transporte.

El Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por

Ductos desarrolla el acceso abierto en sus capítulos quinto y sexto del Título III. Así, el Artículo 72 dispone que el concesionario está obligado a permitir el acceso no discriminatorio de Solicitantes, siempre que sea técnicamente viable. También se señala que en casos de concesiones otorgadas vía licitaciones o concursos, podrán establecerse restricciones al acceso, por razones de promoción y por períodos determinados. El Acceso Abierto rige en tanto haya Capacidad Disponible.

El Acceso Abierto en el transporte de gas natural por ductos se encuentra reglamentado en el Decreto Supremo N° 016-2004-EM, el cual aprobó las Condiciones Generales para la Asignación de la Capacidad de Transporte de Gas Natural por Ductos. Dicha norma establece que en la administración de la Capacidad Disponible se deben observar fielmente los principios de: (i) tratamiento equitativo, (ii)

deberá seguir periódicamente (cada 12 meses según las Condiciones Generales, para el Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate y Distribución de Gas Natural en Lima y Callao, cada 6 meses según el contrato de concesión suscrito), a efectos de asignar capacidad a los interesados que soliciten capacidad en el sistema. Esta solicitud de capacidad se plasma finalmente en un contrato mediante el cual el usuario reserva una capacidad dentro del ducto y el concesionario se compromete a poner a disposición del usuario, diariamente, dicha capacidad reservada.

Ello supone que en un proceso Oferta Pública se ofrece capacidad de transporte firme²². La Oferta Pública es el mecanismo que garantiza publicidad, trato equitativo, transparencia y formalidad contractual (el proceso termina con la firma de un contrato de servicio de transporte de gas natural por ductos). El Concesionario deberá seguir el procedimiento de



transparencia y adecuada publicidad, (iii) libre concurrencia y competencia entre solicitantes y (iv) formalidad contractual. Esta asignación de capacidad se lleva a cabo a través de llamados públicos para la contratación del servicio de transporte, denominadas Ofertas Públicas (Open Seasons), procedimientos formales que el concesionario

Oferta Pública regulado por el Artículo 7 de la norma. En cada oferta pública el Concesionario deberá ofertar la Capacidad Disponible, definida como la diferencia entre la Capacidad instalada de su sistema y la suma de las Capacidades Contratadas a firme. Adicionalmente, también se podrá ofrecer el servicio interrumpible²³, conforme lo establece la Cuarta

(22) El Servicio Firme está reglamentado por el Artículo 4 de las Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos, las "Normas del Servicio", aprobadas por Decreto Supremo N° 018-2004-EM. El Artículo 4 estipula: "Servicio Firme (SF). El Servicio Firme debe ser prestado por el Concesionario según las siguientes condiciones: (i) El Concesionario y el Usuario hayan celebrado un Contrato de Transporte; (ii) El Servicio Firme no estará sujeto a interrupción o reducción, salvo aquellas estipuladas en estas Normas y las de Despacho; (iii) La prestación del Servicio Firme se encuentra sujeta a la reserva de una Capacidad Reservada Diaria; (iv) Por el Servicio Firme el Usuario pagará al Concesionario el Cargo por Reserva de Capacidad; (v) El pago del Servicio Firme contratado es independiente de su uso efectivo; (vi) El plazo del Contrato de Transporte de Servicio Firme deberá ser por períodos anuales completos; (vii) En caso de interrupción o reducción del Servicio Firme, por causa no contemplada en las Normas, el Concesionario podrá ser objeto de sanción de acuerdo a lo previsto en las Normas de Despacho."

(23) El Servicio Interrumpible está reglamentado por el Artículo 5 de las Normas del Servicio, el cual estipula: "El Servicio Interrumpible será prestado por el Concesionario según las siguientes condiciones: (i) Que exista un Contrato de Transporte entre el Concesionario y el Usuario, por una capacidad de transporte. (ii) El Servicio Interrumpible se encuentra sujeto a interrupción o reducción a opción del Concesionario, quien no podrá negarse a prestarlo, salvo por razones técnicas, en tanto exista capacidad disponible en su sistema. (iii) Por el Servicio Interrumpible el Usuario debe pagar al Concesionario un cargo por el volumen de Gas Natural efectivamente transportado (Cargo por Uso). (iv) El plazo del Contrato de Transporte de Servicio Interrumpible deberá ser como mínimo por un período anual. (vii) En caso de incumplimiento del Servicio Interrumpible, por causa no contemplada en las Normas, el Concesionario podrá ser objeto de sanción de acuerdo a lo previsto en las Normas de Despacho."

Disposición Complementaria de las mencionadas Condiciones Generales.

5. Normas del Servicio del Transporte de Gas Natural por Ductos

Las Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos (Normas de Servicio) fueron aprobadas mediante el Decreto Supremo N° 018-2004-EM. Estas Normas regulan diversos aspectos del servicio de transporte de gas natural por ductos:

- a) Contenido de los contratos de servicio a ser suscritos entre el concesionario y el usuario. Deberá contener lo dispuesto por el Art. 59 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
- b) Tipos de servicio: Firme, en él se contrata capacidad y hay un cargo fijo; e interrumpible, en él se contratan volúmenes transportados y se paga por uso.
- c) Custodia del gas (titularidad, responsabilidad de custodia y control del gas natural). La titularidad del gas corresponde al usuario, pero el concesionario lo mantiene en custodia mientras lo transporta. En la práctica se produce una ficción en la medida que el gas natural es un bien fungible. Dado que el concesionario, antes de iniciar la operación del ducto, debe llenar el mismo con gas natural ("line pack"), dicho volumen almacenado o line pack es un bien de propiedad del concesionario. Así, el usuario que adquiere el gas del productor, lo recibe directamente de éste al inicio del gasoducto y lo "entrega" en ese punto ("Punto de Recepción") al concesionario para su transporte. El concesionario recibe el gas del productor u operador, quien se lo entrega por cuenta y orden del usuario. En el instante que una molécula de gas entra en el Punto de Recepción, se estima que una molécula de gas (no es la misma molécula, pero es irrelevante dada su naturaleza de bien fungible) sale en el punto final del ducto ("Punto de Entrega"), en donde el distribuidor u otro operador, a nombre y por cuenta del usuario, recibe el gas. Este punto de entrega puede estar en la locación en donde el usuario utiliza el gas, para los casos en que dicha locación se encuentre

fuera de un área de distribución de gas natural. En ese caso el Punto de Entrega estará en donde el usuario directamente recibe el gas del transportista, sin mediar distribuidor u otro operador, llamado "Operador de Entrega" (son situaciones de excepción, pues se estima que naturalmente donde hay muchos usuarios debe haber un distribuidor).

- d) Condiciones del gas natural (poder calorífico, contaminantes, etc.). El Concesionario no puede alterar las condiciones del gas natural que recibe para ser transportado.
- e) Mediciones (estaciones, verificación cromatógrafos). Se ubican en el Punto de Recepción y en el Punto de Entrega.
- f) Facturación por el servicio (plazos y contenido).
- g) Normas de despacho (nominaciones, autorizaciones, imputación de entrega, desbalances).
- h) Reducciones de entregas diarias, las cuales podrán ocurrir en:
 - Casos fortuitos o fuerza mayor.
 - Situaciones de emergencia o crisis.
 - Prioridad en cortes (interrumpibles, firmes, residenciales, centros médicos e instituciones de seguridad y bienestar público).
 - Reducciones programadas.
- i) No discriminación (vinculado a los principios de acceso abierto).
- j) Errores de medición (se entiende que existe error cuando la diferencia es mayor al 1%).
- k) Errores de facturación (reclamo del usuario). Los montos reclamados no son exigibles.
- l) Incumplimiento de pago. Intereses compensatorios e intereses moratorios (15% del compensatorio).
- m) Resolución por incumplimiento.

6. Caso Camisea

Decíamos al final del numeral 2, que el Estado Peruano como promotor del desarrollo del Proyecto Camisea, tuvo que estructurar un adecuado marco regulatorio que permita vencer el reto de entregar en concesión la construcción y operación de dos ductos de transporte de hidrocarburos (gas natural y líquidos de gas natural), así como la distribución de gas natural, todo ello de manera segmentada,

señalándose que la producción, el transporte y la distribución deberían ser segmentos no integrados. El reto fue cómo hacer para licitar tales concesiones, de manera segmentada, sin contar con una demanda que justifique una inversión tan grande ni asegure por sí sola el retorno de la misma a tasas de retorno atractivas. Esa visión iba contra el desarrollo histórico de las infraestructuras de gas en otros países, que nacieron como monopolio estatal y luego se fueron privatizando por segmentos una vez que el mercado tuvo una maduración que hacía atractiva la inversión privada. En el Perú se buscaba tener desde el momento cero lo que en otros países se tuvo ya varios años después. Hacerlo mediante inversión pública no estaba dentro de las posibilidades del escenario político económico vigente no sólo en el Perú sino en todo el mundo.

La respuesta al reto se dio a partir del análisis de los beneficios que el desarrollo del gas traería al Perú. Un estudio de demanda de gas identificó que inicialmente un alto porcentaje de la misma estaría ubicada en el consumo para la generación termoeléctrica. Dicho uso traería de la mano un efecto directo en los costos de la generación eléctrica, incluso antes que entre en operación Camisea, toda vez que el regulador tomaba en cuenta los costos de generación de proyectos a ser llevados a cabo en una ventana de 4 años en adelante.

Así, lanzado el Proyecto Camisea en el año 1999, en el año 2000 con la licitación en estado muy avanzado, se estimó, tomando en cuenta el plazo de construcción de la infraestructura de gas calculado en 44 meses (año 2004), que el precio del gas para generación debía ser tomado en cuenta como un componente de los costos marginales de generación, iniciando en ese momento una constante reducción de la misma en la medida que la capacidad de generación en base a gas ocupaba un mayor espacio en la ventana constante de 4 años. En ese sentido el gas generaba un ahorro importante a los usuarios eléctricos. Sin embargo, para que la generación termoeléctrica despache sus plantas con gas natural, su precio (el cual tiene un componente de transporte por ductos) debía ser competitivo, a tal punto que desplace otros combustibles más caros y logre que los costos marginales de generación disminuyan. Para ello, se calculó un precio de gas máximo y una tarifa máxima que sumados darían



el precio final de gas para generación. Ese precio debía permitir un consumo de gas que asegure en algo el ingreso del concesionario titular del ducto. Sin embargo, la demanda por el gas estimada era insuficiente para asegurar retornos satisfactorios que hagan viable un gasoducto.

Ante ese escenario el Estado entendió que era necesario asegurar al inversionista un ingreso que le permita repagar su inversión y los costos de operación y mantenimiento y obtener una tasa de retorno internacionalmente atractiva. Quedaba claro que la demanda escasa no era suficiente para asegurar ese ingreso necesario. Entonces, apelando al gran beneficio que se obtendría con una generación termoeléctrica en base a gas, por un lado, y a la necesidad para que esto se logre, el gas natural debía mantener un precio bajo que asegure que el despacho se haga con gas y no con otros combustibles, se estimó que los usuarios de

gas que sean generadores eléctricos paguen una tarifa similar a la que pagarían si la demanda por el servicio de transporte de gas fuera tal que el ducto estuviese siendo utilizado a su mayor capacidad.

Es natural que una infraestructura logre su mayor eficiencia cuando su capacidad instalada es utilizada a plenitud, originando que la gran cantidad de usuarios paguen de manera más “diluida” la inversión y los costos de operación y mantenimiento. En ese contexto, se paga menos unitariamente pues hay muchos demandantes para una misma infraestructura, cuyos costos de inversión no varían si la demanda es baja o alta y sus costos de operación y mantenimiento se alteran en poca proporción. Hay costos fijos que si son cubiertos por más usuarios, el precio unitario baja necesariamente.

La ficción de “ducto lleno” tenía, como toda ficción, una parte de realidad y es que si los generadores eléctricos pagaban una tarifa baja -como si el ducto estuviese lleno, cuando en realidad el ducto estaba medio vacío-, había una parte del ingreso garantizado al inversionista que dicho usuario, generador eléctrico, no estaba pagando. Ante esa situación, lo que se diseñó fue un marco regulatorio que permita que ese faltante del ingreso garantizado al transportista sea cubierto por aquél que se beneficia directamente con una tarifa de gas calculada, considerando que el ducto estuviese lleno, cuando no lo estaba. Esa persona o grupo de personas son los usuarios del servicio eléctrico, quienes en ese escenario compartirían su gran ahorro, a través de un cargo tarifario incorporado en el peaje por conexión del sistema de transmisión eléctrica, cuya recaudación está destinada a ser pagada al transportista a fin de completar los ingresos garantizados por el Contrato de Concesión. Esta figura tenía varias condiciones para ser autorizada: la primera consideraba que la relación costo beneficio sea mayor a uno (es decir, el nuevo cargo en la tarifa eléctrica no debe ser superior al ahorro que ese esquema otorgaba a quien pagaba el cargo). Hoy por hoy, esa relación costo beneficio no sólo es mayor a la unidad sino que llega casi a nueve veces.

El cargo al que se hace referencia es el denominado “Garantía por Red Principal” o GRP, el cual ha permitido que Camisea sea hoy un proyecto en marcha, pues permitió que el Estado Peruano garantice un ingreso al inversionista del ducto

de gas. Las otras condiciones requeridas para el otorgamiento de dicha GRP también se cumplieron según lo estipula el numeral 6.2 del Artículo 6° de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, Ley 27133.

La Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y su Reglamento (Decreto Supremo No. 040-99-EM), regulan diversos aspectos importantes entre ellos los siguientes:

- Desarrollo del gas: Es declarado de interés nacional.
- El esquema sólo se aplica en casos de concesiones otorgadas por licitación (genera competencia para obtener tarifas adecuadas).
- Se otorga una Garantía de Ingresos, considerando una demanda baja y un ducto lleno. En ese escenario, el Ingreso garantizado se paga a través del cobro de las Tarifas por el servicio y la GRP. La GRP es la diferencia entre ese ingreso garantizado y el ingreso que realmente tiene el inversionista (llamado Ingreso Esperado).
- Costo del Servicio: Es el costo de la inversión más el costo de la operación y mantenimiento, que dividido entre la capacidad o ingreso garantizado total, nos da la tarifa básica. Este sistema tarifario se aplica en base a este “price cap”, cuyo valor sólo se actualiza por índices, pero no hay recálculo tarifario.
- Las tarifas aplicables son la Tarifa Base y la Tarifa Regulada (aplicadas a los Usuarios Generadores Eléctricos y a los Otros Usuarios, respectivamente). La Tarifa Base se calcula en base a una demanda de gas, como si el ducto estuviese lleno; mientras que la Tarifa Regulada se calcula en base a la demanda real. La Tarifa Regulada de los otros usuarios, a medida que el consumo de gas aumente, será cada vez menor, llegando a igualarse con la Tarifa Base cuando la demanda cubra los ingresos garantizados.
- Garantía por Red Principal – GRP: Para otorgarla es condición que el ducto sea de uso público, que promueva la competencia energética y que la relación costo beneficio sea positiva, cuyo efecto se ve en las tarifas eléctricas. La GRP

se incorpora al cargo del peaje por conexión eléctrica y se recauda a través de la empresa de transmisión eléctrica (antes ETECEN, hoy REP).

7. Balance y Perspectivas

Hoy en día se puede comprobar con beneplácito que el esquema regulatorio dictado para lanzar el Proyecto Camisea y sentar las bases del cambio de matriz energética, ha dado resultados mayores a los previstos. Ciertamente, se puede verificar que al año 2009 se vienen dando niveles de demandas estimados para el año 2016, lo que a la par de representar una constatación del referido marco regulatorio, permitió cumplir el objetivo propuesto y trae a su vez retos que deberán ser afrontados para poder estar a la altura de las circunstancias.

Ese crecimiento sin precedentes de la demanda por el gas natural al sobrepasar los estimados más optimistas de años pasados, ha encontrado un marco legal, contractual y una infraestructura que debe satisfacer tal demanda con no pocas dificultades. Consideramos que el respeto a tal marco jurídico es fundamental para afrontar este reto, pero a la vez se requiere una similar o mayor creatividad y audacia que la mostrada en el año 1999, cuando se aprobó el marco jurídico que dio pie a Camisea I, para afrontar estos nuevos retos. Reiteramos que la creatividad y audacia no podrán proponer soluciones fuera del entorno jurídico que regula las actuales inversiones, pues de lo contrario se estarían dando señales negativas a nuevos emprendimientos empresariales. Prácticas de diálogo y apertura serán necesarias, a la vez que un sinceramiento en los actuales demandantes de gas natural, a fin que puedan reconocer que todo beneficio abrupto tiene que tener un equilibrio y por cierto un costo. La planificación es esencial para todos los sectores, no sólo para los proveedores de energía, quienes en realidad han seguido el camino trazado en los instrumentos legales y contractuales propuestos por el Estado Peruano.





Sistema de Integridad de Ductos¹

MAURICIO TEUTÓNICO
(ARGENTINA)

Mauricio Teutónico

Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional Mar del Plata, con conocimientos de Gerenciamiento de la Integridad de Ductos, Gestión de Proyectos y Sistemas de Calidad en empresas.

Ha sido responsable de proyectos de gasoducto en Argentina y en Perú y ha asesorado a diversas empresas del rubro en el tema de hidrocarburos. Tuvo a cargo la capacitación y asistencia al personal de campo que realiza las tareas de verificación de defectos y reparaciones para los supervisores de campo de COGA- Perú; así como, la confección de planes de contingencia y análisis de riesgo para ductos en Las Malvinas - Perú. Actualmente desarrolla actividades de Gestión de Proyectos en GIE, en el Área de Ductos Enterrados.

1. Introducción

Uno de los objetivos de los entes supervisores de la industria de hidrocarburos es generar el marco legal y jurídico a fin de regular, fiscalizar y resolver controversias para que las empresas se desarrollen en un entorno que proteja la inversión y asegure el crecimiento de la industria, alineado con las premisas fundamentales del cuidado de las personas y el medio ambiente.

En pos de esta premisa, los organismos que supervisan a las empresas productoras y de transporte y distribución de hidrocarburos por ductos, han generado un cuerpo normativo tendiente a darle al operador las herramientas para gerenciar la operación y mantenimiento de sus instalaciones. Este cuerpo principalmente se centra en aquellas instalaciones donde el riesgo es mayor o pueden afectar a la población o al medio ambiente.

El Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por el Decreto Supremo N° 081-2007-EM (en adelante, el Reglamento) establece los requisitos a cumplir por el operador respecto

(1) Este artículo se realizó gracias a la colaboración de:

Carlos Manfredi: Ingeniero Mecánico, Profesor Universitario, autor de numerosas Publicaciones y presentaciones en congresos nacionales e internacionales relacionadas a corrosión e integridad de ductos. Fundador de GIE, lidera proyectos de Análisis de Riesgo y Control de la Corrosión de ductos.

Gerardo Soula: Ingeniero Mecánico con Posgrado en Especialización en Gas (UBA); Lidera proyectos de Integridad de Ductos, Planes de Integridad, Asuntos Regulatorios, Análisis de Inspección Interna en GIE desde el año 2003.



del diseño, operación, mantenimiento y cuidado del medio ambiente, además incluye en sus Anexos 1 y 2, disposiciones de seguridad y la obligación de implementar un Sistema de Gestión de Integridad (SGI).

Los objetivos que se persiguen con la implementación del SGI de Ductos son por una parte, responder a la sociedad que hoy demuestra una gran concientización de los conceptos de seguridad, confiabilidad, calidad y cuidado del medio ambiente y, por otra parte evitar catástrofes, pérdidas humanas y materiales.

2. ¿Qué es Integridad de Activos?

La Integridad de Activos es una disciplina de la Ingeniería que busca alinearse con las mejores y más modernas prácticas de la industria, para responder ante los requerimientos de seguridad que plantea nuestra sociedad en la actualidad. Hoy en día nuestra sociedad no percibe como un beneficio el obtener un bien o servicio que implique dañar o poner en riesgo a las personas o al medio ambiente. Por ello, más allá de los códigos de diseño o las normas de aplicación para la construcción, operación y mantenimiento de sistemas mecánicos, la ingeniería moderna asume el reto de gestionar la vida útil de los activos enfrentando a las amenazas que atacan

los sistemas, generadores de defectos que reducen sustancialmente la vida residual de esos sistemas. Por ende, Integridad de Activos son aquellas medidas que implementa el operador de manera ordenada y sistemática para gerenciar los riesgos, priorizando la seguridad de las personas y del medio ambiente.

123

3. ¿Qué implica un Sistema de Gestión de Integridad?

Es el proceso sistemático e integrado que permite identificar las amenazas que actúan sobre el sistema de ductos. Estas amenazas son los daños o peligros que afectan a las tuberías disminuyendo de esta manera su vida útil.

En la aplicación del Sistema se debe definir cuál o cuáles de las amenazas que afectan a los ductos aplica a las tuberías o sistemas en estudio. Luego el Sistema debe determinar la magnitud de la acción de esta amenaza al sistema de ductos, esto significa evaluar (cuantificar). De esta manera, el operador dentro de su sistema, puede determinar la probabilidad de falla que tendrán sus ductos respecto de las amenazas que operan sobre el mismo. Y por último, el sistema funcionará como una herramienta para mitigar y monitorear estas amenazas con el objetivo de disminuir la probabilidad de falla asociada a la

operación o minimizar las consecuencias en el caso que un error se desarrolle en el sistema de ductos.

El SGI es un proceso continuo y rastreable en el tiempo, no finaliza con su implementación, sino que es una herramienta que acompañará al operador durante la vida del sistema.

Cabe mencionar dos premisas fundamentales en la industria de los Hidrocarburos:

a) Los ductos son la forma preferida de transporte de Gas y Petróleo debido a que es la forma más económica y segura de hacerlo.

Económico porque:

- Se evitan robos (difícil de robar)
- El transporte cuesta 1/5 comparado con un tren
- 1/10 comparado con un Camión
- Sólo un 10 % más barato que el barco

Seguro porque:

Si analizamos las estadísticas de muertes de personas por accidentes a nivel mundial, encontraremos que la industria de Transporte de Hidrocarburos posee estándares de seguridad superiores, varios órdenes de magnitud al resto de las formas de transporte ya sea de carga o de personas.

b) La ausencia de fallas es imposible, pero la frecuencia es baja y las consecuencias, graves.

Atendiendo a esta última premisa es que los organismos rectoros determinan la implementación de Sistemas de Gestión de Integridad. Además, no debemos olvidar la concepción social de las industrias extractivas, como la del petróleo y gas, donde la sociedad está atenta.

A través del SGI se procura:

- Responder a la sociedad que hoy demuestra una mayor concientización de los conceptos de seguridad, confiabilidad, calidad y cuidado del medio ambiente.
- Evitar catástrofes, pérdidas humanas y materiales, lucros cesantes, interrupción del servicio, etc.

- Proteger y preservar la inversión.

4. SIG en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos vigente

El Reglamento ocupa un lugar elevado en la pirámide documental, aborda temas técnicos de seguridad, así como, aspectos tarifarios, de resolución de conflictos, entre otros; pero lo que al personal relacionado con la integridad de instalaciones le corresponde es incorporar los conceptos de los programas de gestión de integridad.

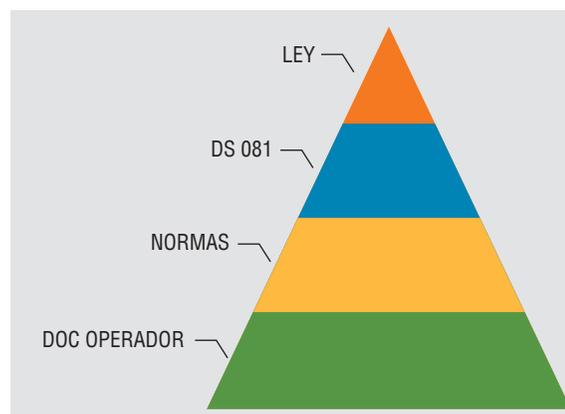
A partir de aquí, la industria en su conjunto debe responder a las exigencias de la sociedad en forma responsable y demostrable. El Reglamento nos da las herramientas necesarias al incorporar como obligatorio la utilización de las mejores prácticas de la industria:

- ASME B 31.8s: “Managing System Integrity of Gas Pipelines”, para el transporte de gas.
- API 1160 “Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines”, para el transporte de Hidrocarburos Líquidos”

Estas recomendaciones prácticas nos proveen de un nivel de documentación por debajo del Reglamento que ayuda a la implementación del mismo.

Pirámide Documental

Figura N° 1



El modelo utilizado en América está en su mayoría basado en la Regulación y Normativa elaborada en y para los Estados Unidos de Norteamérica. Los diferentes países Latinoamericanos se encuentran en distintas etapas de elaboración e implementación del marco Normativo que regula las actividades de Integridad.

A continuación, en la Figura 2 podemos observar el esquema de documentación de referencia:

- **El Operador** debe implementar un SGI que contenga los planes que lo sustentan, los recursos humanos y materiales apropiados.
- **Los Municipios** deben velar por el cuidado de las actividades que se realizan en el Derecho de Vía (DDV), vigilando que las comunas no se extiendan sobre las áreas con limitaciones de servidumbre de paso acordadas.

Figura N° 2

ESQUEMA DE DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA - USA		
	GAS	LÍQUIDOS
REGULATORIO	CFR TITULO 49 PART 192	CFR TITULO 49 PART 195
CÓDIGOS DISEÑO O&M	ASME B 31.8	ASME B 31.4
RP INTEGRIDAD	ASME B 31.8 S	API 1160
RP O&M	NACE API ANSI	

Es de nuestra opinión que, con la publicación de este Reglamento se coloca al Perú entre los países más avanzados de Latinoamérica en relación a la implementación obligatoria de SGI.

La presencia del Reglamento genera una serie de obligaciones que se traducen en un círculo virtuoso cuyo fin último es:

“MINIMIZAR LA PROBABILIDAD DE ACCIDENTES QUE AFECTAN A LA SOCIEDAD Y AL MEDIO AMBIENTE”

El Reglamento en forma simultánea establece obligaciones para los diferentes actores de la Industria:

- **OSINERGMIN**, en su rol de Organismo Supervisor y Fiscalizador, debe generar las herramientas de auditoría y control apropiadas.

- **Los proveedores** deben adecuar sus productos y servicios al nivel de excelencia, adecuado a los requerimientos.

El Reglamento es un instrumento ordenador de las actividades de Integridad, que provee un marco de referencia para delimitar las responsabilidades de los actores de la industria y llevar tranquilidad a la Sociedad.

A diferencia de las regulaciones previas en materia de seguridad de ductos que establecían en forma prescriptiva los estándares mínimos de cumplimiento por parte de los operadores, el Anexo 2 del Reglamento se basa en requerir en forma obligatoria el desarrollo por parte del operador de un sistema de gestión de varios procesos analíticos llamados “elementos del programa”. Sin embargo, este mismo anexo no indica al operador cómo establecer su sistema de gestión de integridad, solamente señala algunas de las características mínimas que los elementos del

programa deben tratar y un marco de Normativa aplicable: ASME B 31.8s (suplemento de integridad) y API 1160. Esto introduce en la regulación una flexibilidad amplia para los operadores, ya que, les da acceso a desarrollar el programa más adecuado a su sistema de ductos. Con ello los operadores pueden integrar el SGI a sus prácticas y programas existentes o en ejecución.

Este programa deberá proveer la base para un plan comprensivo, sistemático e integrado. A través del mismo (de la sistematización y análisis de la información) se deberán adecuar las prácticas de operación y mantenimiento de la compañía a fin de evitar la ocurrencia de fallas que puedan dañar a las personas, medio ambiente y a los activos de la compañía.

4.1 Elementos Claves del SGI Requeridos por el Reglamento

a) Proceso de Integración de los datos:

Un requisito clave del Reglamento es la integración de todos los datos relevantes de los ductos y sus inspecciones en un sistema de referencia común, para entender completamente la totalidad de los peligros que pueden existir sobre el ducto y ayudar en la toma de mejores decisiones respecto de cómo controlar estos peligros. Esto es especialmente importante para el análisis de los resultados del pasaje de raspatabos inteligentes e inerciales durante las inspecciones internas de los ductos.

En los últimos años se han desarrollado una serie de herramientas (bases de datos) que permiten combinar distintos sets de datos en un marco geo espacial común. Sin embargo, la integración de los datos es más que apenas poner todos los datos juntos. La llave a la integración eficaz es cómo se combinan los sets de datos tanto de diseño como de operación, mantenimiento e inspección para mejorar el conocimiento que se tiene del estado en el que se encuentran las tuberías. Es decir, la integración de datos debe dar como resultado una mejora en la comprensión sobre la condición del ducto.

b) Análisis de Riesgo más el complemento de un HAZOP: Este requerimiento define que el Sistema de Gestión de Integridad deberá basarse en un análisis de riesgo periódico de las instalaciones. En realidad el requerimiento del análisis de riesgo variará de funcionalidad a lo largo del tiempo. En las primeras etapas del desarrollo del SGI el análisis de riesgo se denomina Análisis de Riesgo Base o Inicial y deberá ser capaz de:

- i) Ser utilizado como una herramienta de investigación que diagnostique y permita identificar todos los posibles riesgos que podrían causar una pérdida o ruptura del ducto, incluyendo la identificación de amenazas desconocidas.
- ii) Generar una priorización de los segmentos del ducto para programar las primeras inspecciones, definiendo las metodologías más adecuadas para cada segmento: de inspección, prevención y mitigación del riesgo, analizando las distintas alternativas de inspección. Esta priorización definirá las características del plan de inspección base de todos los ductos que deberá entregarse a la entidad fiscalizadora.

Más adelante en el desarrollo del programa y una vez que se hayan realizado las primeras inspecciones de todas las líneas, el análisis de riesgo es parte integral del proceso de evaluación continua de las instalaciones y deberá ser capaz de:

- i) Evaluar y documentar la efectividad de la reducción del riesgo de las inspecciones y reparaciones efectuadas en forma periódica.
- ii) Evaluar la necesidad de que el operador realice o al menos considere la necesidad de tomar medidas adicionales en determinados segmentos donde la reducción del riesgo por las inspecciones y medidas de prevención y mitigación no sean suficientes para mantener la seguridad y confiabilidad de los ductos en niveles aceptables.
- iii) Ayudar a definir los periodos y frecuencias de nuevas inspecciones y medidas de mitigación.



Existen diferentes tipos de modelos de análisis de riesgo de ductos que pueden ser utilizados para este propósito. Las metodologías se clasifican normalmente en análisis del tipo relativo o absoluto, y los modelos de índices numéricos son la metodología más popular entre los operadores del mundo. Muchos de estos modelos de análisis de riesgo relativo basados en índices son compatibles con bases de datos y se pueden obtener comercialmente.

El estudio de Riesgos Operativos (HAZOP) es adicional al Estudio de Riesgos e identifica las desviaciones en las operaciones que puedan ocasionar daños al ducto.

c) Evaluación continua de los resultados de las inspecciones, reparaciones y mitigaciones:

Como requisito fundamental del sistema de gestión de integridad se establece la evaluación continua de la aptitud para el servicio seguro del sistema de ductos. Esto se realiza mediante la creación y cumplimiento de un proceso de evaluación continua que combine tres aspectos:

- i) Los resultados de las inspecciones y reparaciones de los eventuales defectos encontrados.
- ii) El análisis de riesgo.
- iii) El desarrollo y análisis de indicadores de la

performance de las medidas implementadas, de forma tal que se tenga una medida cuantificable de la evolución. Algunos de los índices que pueden utilizarse se describen en la normativa de referencia del Reglamento (ASME B 31.8 s y API 1160), como ejemplo:

- Cantidad de fugas anuales.
- Cantidad de puntos del Sistema de Protección Catódica que no cumplen con los criterios de protección.
- Cantidad de kilómetros de tubería Inspeccionada versus los requerimientos del Programa.
- Cantidad de reparaciones inmediatas realizadas como resultado del programa de inspección del SGI.

Tal cual lo plantea el Reglamento, el sistema debe ser auditable y permitir su monitoreo. Por ello, tanto este proceso como todas las estrategias empleadas para su desarrollo deberán documentarse y sistematizarse.

d) Mantenimiento de la documentación: Es posible que antes de la promulgación del Reglamento, algunos operadores de ductos hayan realizado inspecciones, evaluaciones de riesgo y reparaciones de forma menos formal que la actualmente requerida por la mencionada norma. A partir de su entrada en vigencia, es



necesario que la creación y mantenimiento de la documentación se desarrolle o mejore sustancialmente. El Reglamento requiere que los procesos analíticos, los resultados de las evaluaciones y las bases sobre las que se toman decisiones estén muy bien documentados y clasificados, de forma que puedan ser entregados a la autoridad fiscalizadora cuando ésta lo considere oportuno. Esto significa el control y administración de una serie de registros que requieren que el operador desarrolle planes o programas de calidad, procedimientos para las inspecciones, pruebas y monitoreo, procedimientos para todos los procesos de evaluación y análisis relacionados con integridad, planes de control de la documentación y manejo de los cambios.

4.2 Estructura del SIG en el Reglamento

El Reglamento está conformado por nueve títulos y cuatro anexos. Los requerimientos para la implementación del Programa de Gestión de Integridad (PGI) se encuentran

ampliamente detallados en el Anexo 2 del Reglamento, mientras que a lo largo del desarrollo del documento se hace mención, entre otros, a requerimientos de adecuación de diseño y plazos perentorios para su implementación.

La estructura del reglamento se distribuye de la siguiente manera:

- Título I - Disposiciones Generales
- Título II - Concesión de Transporte
- Título III - Servicio de Transporte
- Título IV - Ductos
- Título V - Uso de Bienes Públicos y de Terceros
- Título VI - Tarifas para el transporte de Gas Natural
- Título VII - Tarifa para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos
- Título VIII - Solución De Conflictos
- Título IX - Protección Ambiental
- Disposiciones Complementarias
- Anexo 1 - Normas de seguridad para el transporte de hidrocarburos
- Anexo 2 - Sistema de integridad
- Anexo 3 - Diagramas
- Anexo 4 - Procedimiento para control de emergencias

El Reglamento establece cronogramas de implementación tanto para las adecuaciones de los diferentes sistemas de transporte como para la implementación del PGI.

5. Elementos del Programa de Gestión de Integridad

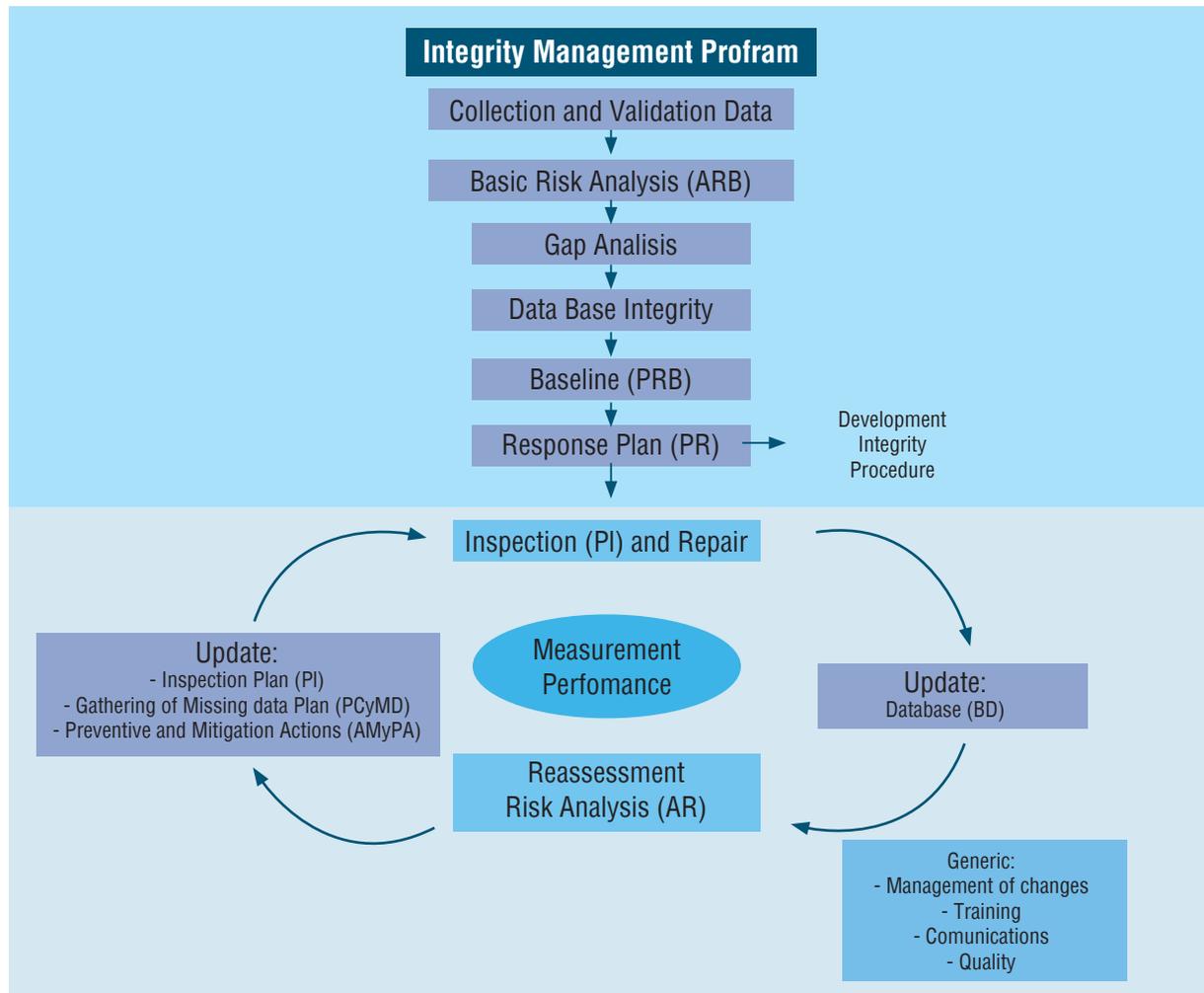
De conformidad con lo establecido en el Reglamento el PGI tiene dos partes fundamentales:

- Lineal
- Circular

Lineal: De preparación para el cumplimiento del SGI. En ésta la empresa desarrolla su sistema, prepara su estructura y el desarrollo de los recursos para cumplir con el mismo, ya sea en la adecuación del Organigrama o en la adquisición de software, equipamiento y servicios. Esta etapa se centra en la preparación del

Framework SGI.

Figura N° 3



sistema y no en la realización de tareas específicas para mejorar la Gestión del sistema.

Circular: En la parte Circular el sistema ya se encuentra funcionando y es donde el operador afina y define las medidas a implementar en búsqueda de las mejoras a la performance del sistema. Es en esta etapa donde se realizan las tareas más específicas y donde se comienzan a ver los resultados de la implementación. En esta instancia el ente rector verifica la mejora continua del sistema, por medio de la disminución del riesgo o los indicadores de performance.

Seguidamente, un ejemplo de los pasos básicos del programa a implementar.

6. Recursos Afectados

Para la implementación del Sistema de Gestión de Integridad el operador debe crear una estructura acorde que permita desarrollar las tareas de manera eficiente. Esta nueva estructura debe gerenciar las diferentes actividades que requiere el Sistema, como su planificación, elección de las herramientas a utilizar y cómo responder una vez que se utilizaron estas herramientas.

Las tareas específicas de operación de una herramienta en particular deben ser realizadas por el área correspondiente (mantenimiento, construcciones, ingeniería, EHS u operaciones).

Básicamente, la estructura de integridad realiza la elección de los métodos y herramientas, planificación de las actividades y el análisis de los resultados, para la planificación de nuevas tareas. Mientras que el resto de las áreas nombradas lleva a cabo las tareas físicas a realizar, como inspecciones, reparaciones y mantenimiento general.

De esta manera el área de integridad se dedica sólo a la planificación y análisis de los resultados de las tareas. Mientras que el resto de las áreas involucradas se dedican a la ejecución de los programas y planes desarrollados por integridad. Esta área se independiza de las tareas rutinarias para planificar estrategias a largo plazo que permitan una gestión eficiente de la integridad de los activos.

El tamaño de la estructura organizativa dependerá del tamaño de los sistemas y las políticas a aplicar por el operador, en general deberá ser constituido por un equipo de ingenieros con conocimientos en mecanismos de daño, como corrosión, deslizamientos, etc.; así como de especialistas en inspecciones y reparaciones. Por otro lado es conveniente disponer en el grupo de expertos en base de datos para el desarrollo e implementación de bases de datos y GIS.

En el inicio del sistema (parte vertical del mismo), la mayoría de las compañías se apoyan en un ente externo (consultores) que asiste en el desarrollo de los lineamientos básicos que tendrá el programa, planes genéricos y la especificación de los perfiles de puesto necesarios para cubrir las diferentes áreas de integridad dentro de la compañía. Además, podrá ayudar en el desarrollo de la capacitación para las diferentes áreas involucradas.

7. Rol de Cada uno de los Actores

i. OSINERGMIN: El rol del OSINERGMIN, como ente supervisor, será la aprobación, revisión y seguimiento durante la implementación del Programa. Esta tarea se centrará bajo una fluida comunicación con los operadores.

ii. Ministerio de Energía y Minas: El Ministerio realizará los cambios y mejoras que requiera el

Reglamento a lo largo de su implementación. Estos irán surgiendo a medida que se efectúen las acciones por parte de las compañías operadoras.

iii. Operadores: Implementarán los programas basándose en lo señalado en el Reglamento y en la pirámide de documentación por éste generada. Desarrollar una estructura acorde a su cumplimiento, comunicar regularmente al OSINERGMIN de las actividades desarrolladas y performance del Sistema.

8. Normativa en el Resto de Latinoamérica

En la actualidad, el desarrollo de regulaciones referidas al transporte de hidrocarburos por ductos incluye lineamientos para gerenciar la integridad de los sistemas de manera que se cumpla con los requerimientos de nuestra sociedad. En nuestro continente se comenzó en el año 2000, con las regulaciones de Estados Unidos, título 49 del “Code Federal of Regulations” part 192 (Transportation Of Natural And Other Gas By Pipeline Minimum Federal Safety Standards) y part 195 (Transportation Of Hazardous Liquids By Pipeline). Ambas regulaciones determinan que sobre las áreas de alta consecuencia (gasoductos) y las áreas sensibles (oleoductos o transporte de líquidos) los operadores deben implementar un programa de gestión de la integridad de sus ductos con el objeto de disminuir el riesgo asociado a la operación.

En el otro extremo del continente, la Secretaría de Energía de la Republica Argentina que regula el transporte de hidrocarburos líquidos por ductos aprobó el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías, Resolución 1460/2006. Esta resolución establece en su Capítulo X los lineamientos del programa de gestión de integridad a desarrollar por el operador para cumplir con los objetivos del reglamento. Este reglamento aplica a los ductos que transportan hidrocarburos en especificación para el transporte fuera del área de producción o cualquier línea secundaria o de flujo que como condición del proceso deba salir del área de concesión. Tanto este reglamento como las regulaciones de EEUU antes mencionadas establecen un cronograma de presentaciones a realizar por el

operador ante el organismo regulador. Atento a lo anterior, el Ente Regulador del Gas (ENARGAS) de la Republica Argentina sometió a discusión pública en Octubre del año 2008 una revisión de la Norma NAG, la misma que incorpora la parte O para la gestión de la integridad de las líneas de Transmisión de Gas.

Mientras que México, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, ha desarrollado una serie de normas para la operación, mantenimiento e inspección de los ductos que transportan hidrocarburos.

En países como Colombia o Brasil se encuentran en desarrollo normativas para el transporte de hidrocarburos por ductos, las que incluyen la implementación de programas o sistemas para la gestión de la integridad de los ductos y facilidades.

9. Costos Comparativos

Si bien no se puede establecer un costo o beneficio específico en la implementación de un sistema de integridad, podemos observar algunos datos reales, llevándolos a un sistema de unidades monetarias, por ejemplo, la Unidad Impositiva Tributaria (UIT). Si tomamos en consideración, como ejemplo, la remediación de un área sensible en una línea de transporte de petróleo ésta tiene un costo cercano a las 750 UIT, más el costo de la reparación de unos 40 UIT, y el costo operativo de no disponer de este sistema considerando tres días fuera de operación lo cual ronda en 200 UIT. En resumen, una fuga en un sistema que transporta unos 1000 barriles diarios de petróleo crudo ronda las 990 UIT, sin tomar en cuenta las sanciones asociadas al evento, la pérdida de imagen corporativa y el aumento de las primas de seguro asociado a estos eventos.

Si analizamos los costos asociados a la implementación de un sistema de integridad que se centra en disminuir a un mínimo los eventos no deseados, como fugas, roturas o salidas de servicio no programadas, nos encontramos con la siguiente composición de costos. Implementación de Programas y planes específicos con personal: 75 UIT, desarrollo de inspecciones internas, recorridas del Derecho de Vía: 120 UIT, reparaciones en sitios críticos: 150 UIT, mantenimiento de sistemas de

protección contra la corrosión: 100 UIT, desarrollo de Base de Datos y análisis de riesgo para un sistema similar al sometido al análisis: 75 UIT. Vemos que la implementación del sistema que podría prevenir o minimizar las consecuencias de las fallas genera un desembolso del orden del 50% de los costos asociados a una sola falla, lo cual demuestra la conveniencia en la implementación y seguimiento del sistema.

10. Conclusiones

- Son beneficios de la implementación del SGI, desarrollar un Plan de Inspección a largo plazo, en función de los resultados recibidos.
- La implementación del plan permite un nivel seguro de operación del sistema de ductos, mitigando las diferentes amenazas detectadas. Este plan debe permitir, en función de los recursos disponibles, mantener un nivel de riesgo dentro de lo considerado por la industria como aceptable, disminución de costos operativos y de mantenimiento de los ductos, asociado a la disminución o eliminación de las contingencias por pérdidas de producto o Salidas de Servicio No Programadas.
- Disminución de costos en la remediación de suelos debido a la contaminación.
- Gestión de los recursos de manera previsible, lo que implica un ahorro en términos financieros.
- Mejora de la imagen corporativa por una Gestión en Beneficio de la seguridad pública y el medio ambiente.

11. Bibliografía

- ASME B 31.8s: "Managing System Integrity of Gas Pipelines".
- API 1160 "Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines".
- CFR Title 49 Part 192 "Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline".
- CFR Title 49 Part 195 "Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline".



José Hidalgo P.

Ingeniero Civil de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con entrenamiento especializado en Normativa Técnica y Seguridad de Ductos de Transporte de Hidrocarburos en Calgary, Canadá; así como en la Operación de Oleoductos en Canadá e Inglaterra.

Posee amplia experiencia en materia de seguridad en el sector de hidrocarburos. Ha sido supervisor en Normativa Técnica y de Seguridad de ductos del Proyecto Camisea y Jefe del Departamento de Operaciones de PETROPERÚ. Actualmente se desempeña como Especialista en la División de Producción, Procesamiento y Transporte de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN.

Aportes Adicionales

JOSÉ HIDALGO POLO

El inicio de las operaciones del Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural de Camisea a la Costa trajo consigo un nuevo concepto para la capacitación de los supervisores en la verificación de las actividades que desarrollan los concesionarios u operadores de ductos de transporte de hidrocarburos: Gestión de Integridad de Ductos.

Mediante el Programa de Asistencia para el Sector Hidrocarburos (PASEH) entre el Gobierno Canadiense y Peruano, durante el segundo semestre del año 2004 se plasmó la asistencia técnica de un consultor canadiense para la elaboración de un Manual de Gestión de Integridad de Ductos que permitiera a la actividad de supervisión de OSINERGMIN contar con una herramienta para verificar que los concesionarios u operadores de ductos de transporte de hidrocarburos desarrollen programas de gestión de integridad para los ductos de su competencia, a fin de administrar eficazmente las condiciones de riesgo existentes a lo largo de todas las etapas del proyecto: diseño, construcción, operación y mantenimiento, y abandono.

Para llevar a cabo este propósito era necesario y conveniente que se modificara el entonces Reglamento de Transporte de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 041-99-EM, dado que dicho reglamento no consideraba el tema de Gestión de Integridad de Ductos, lo cual no permitía la exigencia de esta metodología de gestión a los

concesionarios u operadores y, por consiguiente, no era una obligación materia de supervisión.

Es así que dentro de las actividades desarrolladas por el consultor y la Unidad de Coordinación de Camisea de la Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos de OSINERGMIN, en octubre de 2005, se presentó a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas la propuesta de modificación del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 041-99-EM.

El 22 de noviembre de 2007, en base a la propuesta presentada por OSINERGMIN, se aprobó el nuevo Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos mediante el Decreto Supremo N° 081-2007-EM, el cual incorpora en el Anexo 2, el Sistema de Integridad de Ductos, que consta de seis Títulos y ocho Capítulos.

Como bien se ha mencionado, en este anexo se contemplan los temas de Alcances de la Gestión de Integridad de Ductos, Responsabilidades, Registros Competencia y Capacitación, Manejo de Cambios, Planes y Programas de Inspección, Pruebas, Patrullaje y Monitoreo, Auditoría del Programa de Integridad de Ductos, Rol de OSINERGMIN y Determinación de Áreas de Alta Consecuencia. Asimismo, se introduce en el Anexo 1 - Normas de Seguridad, los temas de Identificación, Análisis y Minimización de Riesgos.

En el mes de febrero de 2008, el consultor canadiense presentó el Manual Pipeline Regulatory Oversight Management System (PROMS) que contiene quince temas de la fase de construcción y diecisiete de la fase de operación y mantenimiento de ductos de transporte de hidrocarburos. Este manual constituye una guía de supervisión basada en las normas nacionales e internacionales y abarca los aspectos de la gestión de integridad de ductos que se deben verificar durante el desarrollo de la construcción y de las actividades de operación y mantenimiento.

La Tercera Disposición Complementaria del actual Reglamento de Transporte señala plazos para que los concesionarios u operadores adecúen su gestión operativa a lo dispuesto en el Anexo 2 – Sistema de Integridad de Ductos, en base a un cronograma previamente aprobado por el OSINERGMIN.

En tal sentido, al estar el marco legal constituido y estando en curso los programas de adecuación al

Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM de los concesionarios u operadores, así como la capacitación de los supervisores del OSINERGMIN en esta avanzada metodología de gestión; la normativa peruana ha dado un gran paso en la industria del gas natural y también del Petróleo, lo que conllevará al mejoramiento del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos en beneficio de los diferentes actores: la industria, los operadores, las autoridades y, en especial, la ciudadanía en general, al poder disponer de un servicio eficiente, seguro y comprometido con las condiciones de seguridad y la protección del medio ambiente.



Calidad del Gas Natural Algunos Aspectos a Considerar para Prestar con Calidad el Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos

GUILLERMO DÍAZ ANDRADE
(COLOMBIA)

Guillermo Díaz A.

Consultor de la industria del gas y actual Presidente de TechnoGas International Ltd.

Ha sido Gerente de la firma de ingeniería de gas y construcciones Alcanos S.A.; así como, de Gasoriente S.A., Distribuidora de Gas Natural. También ocupó el cargo de Presidente en Metrogas de Colombia S.A. y ha sido Director Técnico de Confedegas, Confederación Colombiana de la Industria y el Comercio del Gas.

Se ha desempeñado como profesor en la Maestría en Ciencias de Ingeniería de Aplicaciones Energéticas del Gas Natural de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y en un Diplomado en Transporte y Distribución de GN en Bucaramanga y Bogotá (para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios) en la Universidad Industrial de Santander-Colombia.

Aunque generalmente el término calidad, referido al gas natural, se tiende a asociar únicamente con los componentes del gas y sus posibles contaminantes sólidos y líquidos, tiene un contexto mucho más amplio cuando se entiende aplicado al servicio de su transporte por ductos.

En este documento resaltaremos los principales puntos que afectan la calidad del servicio de transporte de gas natural, de su suministro a los usuarios y cómo inciden en ella, dejando de lado un análisis de las diferentes normas técnicas o regulaciones gubernamentales sobre la calidad que deben ser conocidas y cumplidas por la industria del gas en cada uno de los países.

1. La Composición del Gas

La calidad del GN que recibe y entrega el transportador se refiere a los componentes en hidrocarburos gaseosos y a otras sustancias que no son bienvenidas en la corriente del gas.

La composición del gas garantiza el comportamiento de éste en las tuberías y equipos y en su combustión. Es deseable que el gas esté compuesto principalmente por hidrocarburos livianos (metano y etano) que, aunque de menor poder calorífico que el de los



gases hidrocarburos de mayor densidad, presentan menos problemas en su transporte y utilización.

Cuando nos referimos al transporte de gas natural entendemos que tratamos con gas seco. Es decir, todo el flujo está en fase gaseosa. Hay otras tuberías, como pueden ser algunas de recolección de pozos o campos de producción, que llevan una mezcla de gases y líquidos, teniendo flujo en dos fases. Cuando se transporta gas la presencia de líquidos es indeseable.

Los líquidos en la corriente del gas alteran completamente su comportamiento en la combustión. Si son líquidos no combustibles, como ocurre cuando hay agua en el gas, afectan el rendimiento de los quemadores, pueden apagar las llamas y causan variaciones en las presiones de suministro a los equipos.

Cuando se trata de líquidos combustibles aportan una energía excesiva en comparación con la del gas, originando mal funcionamiento de los artefactos de combustión e incluso explosiones en ellos.

La formación de líquidos dentro de los gasoductos de transporte depende de las características de sus componentes. Es importante recordar que el gas natural generalmente tiene alguna presencia de hidrocarburos no tan livianos, como son propano y butano, y en ocasiones algunos más densos y que

son fácilmente licuables al someterlos a presión. Un gas natural rico en ellos tendrá un punto de rocío (temperatura a la cual se licúa) más bajo.

Como la licuefacción de los componentes del GN está también en función de la presión de operación, cuando el gas tiene hidrocarburos más ricos se debe optar por retirarlos para el transporte o por reducir la presión de operación del gasoducto por debajo de la que causaría condensación dentro de la tubería, a las temperaturas a que circula el gas.

No solamente los líquidos son indeseables. Los sólidos que puedan presentarse son fuente de problemas para el transportador y sus clientes. Los sólidos pueden ser desde muy ligeros polvillo, de tamaños casi microscópicos, hasta cuerpos extraños dentro de un gasoducto. Este último caso, generalmente se debe a descuidos en el control de calidad en las obras de construcción, por no dejar correctamente cerrados los extremos del ducto cuando se está soldando o por interferencia malévola de un tercero o de un trabajador durante la construcción. En ocasiones se encuentran varillas de acero, ladrillos, piezas de madera, y otros cuerpos extraños. Estos en ocasiones evitan o entorpecen el paso de los raspadores por el interior de las tuberías.

Con mayor frecuencia el gas lleva partículas sólidas de tamaños relativamente pequeños. Estas partículas

pueden provenir del mismo gas, arrastradas al fluir de los pozos gasíferos o ser ajenas a él. En este caso serían residuos dejados dentro de los ductos durante la construcción, en reparaciones u originados durante la operación.

Los polvos y otros sólidos de la construcción pueden retirarse de una forma bastante aceptable con procedimientos apropiados de limpieza interior de la tubería. Es preferible invertir algo más en dicha limpieza a tener que sufrir los problemas que la suciedad pueda causar luego a los clientes del servicio.

Cuando en la operación se forman partículas sólidas no provenientes de los pozos, generalmente son de compuestos de hierro, proveniente de las paredes de las tuberías, que están siendo enroscadas por la velocidad del gas o por reacción con algunos de los constituyentes de éste o de los contaminantes que contenga.

Algunas de las sustancias que a veces se encuentran con el gas, como los compuestos de azufre y otros, pueden, en presencia de humedad o bajo ciertas condiciones, formar ácidos que atacan el metal.

Normalmente los polvos y otros sólidos pequeños que lleve la corriente de gas no son un problema para el flujo en sí, pero sí pueden causar un deterioro acelerado de las paredes de los ductos y muy especialmente en las curvas de la línea y en los codos, téns u otros cambios de dirección en las estaciones. Cuando se juntan velocidad del gas con polvos o arenilla, se obtiene un efecto igual al de aplicar un chorro de arena (*sand blasting*) al interior de la tubería.

Es por ello que, las normas de muchos países reducen la velocidad del gas a valores límites. Cuando se cuenta con un gas limpio, sin sustancias sólidas que puedan rozar el interior de la tubería, las velocidades del gas son inocuas, salvo para valores muy altos que pueden causar ruidos y vibraciones indeseables.

La presencia de partículas sólidas en el gas no solamente afecta al sistema de transporte, sino a sus usuarios. Además de los daños por desgaste que puede causar el gas sucio a las tuberías y equipos del cliente, puede originar inconvenientes más o menos graves como:

- Alojamiento en el puerto de la válvula de un regulador, impidiendo su cierre y originando una sobre presión.
- Taponar algún pasaje impidiendo que transmita una señal de presión del gas o afectando otra parte, perturbando el desempeño del algún equipo o la seguridad del sistema.
- Reducir de capacidad de entrega de gas o imposibilidad de entregarlo por una obstrucción de los filtros ubicados en las estaciones del usuario o en sus equipos de combustión.
- Rallar las paredes de las cámaras de los medidores de lóbulos (rotatorios), dando un paso sin medición a una porción del gas.

Así como hay sustancias nocivas para la integridad del ducto, las mismas u otras pueden causar problemas y daños a los equipos de los clientes.

Un caso sencillo puede ser la presencia de agua en la línea. Además de problemas que ya mencionamos para la combustión, hay otros asociados con los líquidos.

Uno de ellos es que el agua, hidratos u otro líquido llegue a las redes de distribución urbana de gas. En ellas puede irse alojando paulatinamente en las cámaras flexibles de los medidores de diafragma de los suscriptores. El líquido restaría capacidad a la cámara, haciendo que el medidor se acelere y generando una incorrecta lectura del gas vendido al usuario. Este es apenas uno de varios problemas que puede originar el líquido en una red.

El gas natural, según su definición básica, es una mezcla natural de gases hidrocarburos. A pesar de ello, en muchos gases se encuentran constituyentes no combustibles, como son el dióxido de carbono, argón, nitrógeno y otros gases inertes. Estos afectan el poder calorífico del gas y, si existen en exceso, convenientes mejor retirarlos.

En ocasiones es un buen negocio retirar componentes al gas, como ocurre cuando se le extrae el etano para emplearlo en petroquímica o para la producción de etileno, por ejemplo.

2.El Volumen del Gas

Un gas adecuadamente limpio, sin contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos, asegura que el usuario reciba y pague estrictamente por el volumen de gas que le entrega el transportador.

Por ello, parte muy importante de la calidad del servicio de transporte está en el control exacto de la medición del gas transportado. En teoría esta parte no debería tener problema alguno; bastaría con disponer de equipos de medición de gas para facturar correctamente el suministro de este combustible.

En la práctica, esta tarea no es tan sencilla. Los mismos medidores no son universales. Según las presiones de operación y el tamaño de los caudales a registrar, algunos tipos de equipo son más indicados que otros para el servicio.

También la rangeabilidad o relación entre el máximo caudal y el mínimo que pueden registrar con buena precisión, varía según el tipo de medidor y, en algunos, con la presión a la que deben registrar el paso del gas.

Normalmente los medidores registran el volumen que circula a través de ellos, aunque algunos tipos registran la masa que circula. Todos necesitan que

sus lecturas sean corregidas o al menos traducidas a cifras entendibles y manejables para una correcta facturación.

Actualmente los computadores de flujo se encargan de esas labores pero, al igual que ocurre con todo lo relacionado con sistemas y electrónica, la calidad de su trabajo depende de la programación (software) y de la precisión de los equipos de medida de las variables (hardware) y de su calibración.

El mejor medidor para un servicio dado, complementado por un excelente computador de flujo, puede dar un resultado erróneo si una señal de presión es incorrecta o un voltaje está variado. El volumen sabemos que es afectado, tratándose de gases, por sus leyes generales, las que relacionan volumen con presión y temperatura; pero cuando hablamos de alta presión, como ocurre en el transporte de gas, debe ser corregido por la desviación que tiene el gas real de las leyes ideales de los gases. Esta desviación se compensa con la súper compresibilidad, dependiente de la composición del gas y la presión a la que se encuentre.

Desde la aparición de los medidores másicos, que totalizan la masa que circula, y/o volúmenes, parecería que todo se simplifica; sin embargo, esa masa normalmente se traduce a volumen para efectos contractuales o más exactamente a energía.



Medir masa es bastante exacto, pero debemos contar con información igualmente exacta sobre las propiedades del gas para poder convertir masa a volumen o a energía. Un dato errado equivale a trabajar con un medidor defectuoso.

Los problemas no se reducen únicamente a definir volúmenes. Cuando compramos y vendemos gas, realmente nos interesa la energía que contiene y su posibilidad de realizar un trabajo. Por ello, se negocia en unidades de energía, como millones de BTU, kilocalorías, etcétera.

Si contamos finalmente con un volumen exactamente medido y corregido, mediante el empleo de aparatos y técnicas precisas, para convertir ese volumen, o masa si se trata de aparatos de este tipo de medida a energía, debemos conocer el contenido calórico del gas, por unidad de volumen estándar (o de masa).

Para los altos volúmenes que generalmente se transfieren en las operaciones de transporte es deseable disponer de equipos que puedan alimentar en tiempo real la información de poder calorífico obtenida de la composición del gas, o al menos de un calorímetro en línea.

Esa información permitirá conocer en forma exacta la transferencia de energía que se realice en las operaciones de compra-venta del gas entre el transportador, quien suministra el gas hacia los clientes finales. Lo anterior es válido, en tanto, los instrumentos estén correctamente calibrados.

Cuando analizamos la cantidad de equipos, sensores, circuitos, instrumentos de precisión, electrónica, transductores, transmisores y receptores de señales, programación y, con la infaltable participación del elemento humano en los procesos, sabemos que cualquier punto débil podrá causar que la medición no sea tan exacta como lo demandan las normas técnicas.

La calidad del servicio también requiere que el volumen recibido por el precio pagado sea el justo, por ello la medición es clave en la calidad del transporte del gas.

3.El Despacho del Gas Natural

Si tenemos un gas con las condiciones que deseamos y hay una medición exacta para su entrega, el cliente aún puede y debe exigir más. El gas no se negocia de manera eventual o puntual es un energético de uso cotidiano que el cliente debe recibir en el momento y en las cantidades que solicite.

No se puede hablar de un servicio de calidad si no se dispone del producto cuando lo requiere el cliente, máxime si programó su pedido con anticipación. Hace algunas décadas los gasoductos de transporte eran propietarios del gas; generalmente lo compraban al productor y luego lo vendían a sus usuarios a lo largo de la ruta; sin embargo, eso cambió.

La regulación y el mercado llevaron a la aparición de un nuevo jugador: el comercializador de gas. Él puede no disponer de campos productores, no tener ducto alguno de transporte, tampoco ser distribuidor y, sin embargo, llegar con "su" producto al usuario final.

Estos nuevos *brokers* empezaron a negociar grandes volúmenes de gas y no solamente para compras y ventas inmediatas, sino también para semanas y meses futuros. La posibilidad de guardar el gas durante épocas de bajo consumo (verano), en los almacenamientos subterráneos, permite disponer de él en el periodo de máxima demanda (invierno).

Con los cambios acaecidos en el mercado del gas natural y en su regulación económica, el transportador de gas dejó de ser dueño del producto. Ya no compra gas en las fuentes para venderlo a lo largo de su sistema de gasoductos, ahora es realmente un transportador que, de manera similar a quien posee una flota de camiones, ofrece el servicio a quien le pague por dicho transporte.

Con la desregulación y cambios en el mercado se logró que los usuarios puedan adquirir el gas directamente del productor, del distribuidor local de gas o de cualquier comercializador; los distribuidores compran directamente al productor o al comercializador y todos pagan por el uso del sistema de transporte.



En el Perú, hasta ahora el sistema de transporte es sencillo, consiste principalmente en llevar el gas y sus líquidos de Camisea a Pisco y el gas seco a Lima. Hay algunas otras líneas menores, pero que igualmente conectan una producción de gas con un consumo. En otras regiones, como ocurre en Norteamérica, hay un enjambre de redes de transporte de gas, de diferentes propietarios, que entrelazan los Estados Unidos con Canadá y México. En teoría, podría uno llevar gas de casi cualquier campo gasífero a cualquier punto ligeramente importante de consumo en esos países.

El manejo del transporte se complica sobremanera cuando el transportador recibe solicitudes de llevar gas de diferentes comercializadores, productores, distribuidores locales y usuarios finales por sus tuberías. En ocasiones, se le pide llevar el gas en sentido contrario al del flujo normal de sus líneas. En este caso, el transportador debe atender a todos y cumplirles con las entregas a tiempo y en el volumen pactado.

El despacho de gas, que inicialmente consistía en llevar gas y entregarlo a quienes estuviesen dispuestos a pagar el precio exigido y por el volumen que hubiese podido ser transportado, se ha vuelto complejo y su manejo y programación adecuados son claves para la calidad del servicio.

Una forma fácil de mantener la calidad es manejar el sistema utilizando algo menos de su capacidad,

para estar seguros del total cumplimiento de las entregas. Sin embargo, ese proceder puede reducir la rentabilidad del servicio y, si no se maneja correctamente, al reducir el volumen total transportado se incrementan las tarifas a los usuarios.

Una forma más sencilla de optimizar el sistema y mantenerlo copado sin afectar las entregas pactadas es el de disponer de contratos de transporte con entregas en firme o interrumpibles.

Quienes necesitan el gas con total seguridad pueden adoptar por pagar en firme por su disponibilidad y los demás, bajo la modalidad de que sus entregas pueden ser interrumpidas o suspendidas, logran precios menores por el combustible.

Aun así, disponiendo de la flexibilidad de combinar estas dos modalidades de entrega, el transportador deberá programar de la mejor manera su despacho de gas para garantizar la calidad de su servicio.

4. Otras Condiciones de Entrega del Gas

Bien sea porque se pacten en el contrato de transporte o en el de suministro entre el usuario y su proveedor (productor, comercializador, distribuidor o el mismo transportador), lo ordenen las normas técnicas o la

regulación de la industria del gas; además de calidad del gas, en cuanto a componentes y ausencia de contaminantes, en la entrega deben cumplirse otras condiciones que pueden ser indispensables para el servicio al cliente.

Una de ellas es la presión de entrega. No basta cumplir los volúmenes que requiere un usuario si no se le entregan a una presión suficiente para el uso requerido.

Aunque la gran mayoría de las aplicaciones en industria, principalmente de combustión operan a baja presión (a algunos milibares o pulgadas de columna de agua) o a presiones bastante moderadas, el gas generalmente debe recorrer ciertas distancias desde el punto de recibo o de transferencia del gas donde lo surte el transportador (estación de entrega). Para ello, habrá redes que distribuyan el gas en los predios del cliente. Esas redes requieren de cierta presión para disponer de capacidad suficiente para movilizar el gas y, antes de utilizarse en los artefactos de consumo, debe reducirse nuevamente y estabilizarse su presión. Por ello debe haber un valor mínimo de presión de entrega al usuario. Esos valores pueden ser diferentes, según la presión a la que opere el sistema de transporte y el tipo de usuarios que sirve.

Hay sistemas que operan a presiones altas, como es el caso de Camisea, mientras otros se surten de pozos de gas con menor presión y operan sin recurrir a compresión de gas.

Hay usuarios para los que la presión es crítica, tal es el caso de las generadoras eléctricas que operan con turbinas de gas, o quienes si se les reduce la presión con ello les incrementan los costos de operación, como es el caso de compresión de GNC o para surtir GNV.

Hay otros usuarios, como las empresas de distribución de GN en las ciudades, que requieren unos valores mínimos para operar y que no deben reducirse ni siquiera en las horas de máximo consumo.

Una alternativa aceptable para el transportador y el cliente es pactar una presión de entrega menor a la que éste necesita, pero con el entendimiento de que

el usuario dispondrá de un sistema de compresión o de un *booster* para incrementar la presión del gas que reciba del transportador. Obviamente el costo final del gas, al sumar a su precio los costos de instalar, operar y mantener la compresión deberían ser atractivos para el cliente.

El transportador debe entonces estar pendiente de las presiones de operación de su sistema y no basta con vigilar cómo se comportan, así lo haga con un muy completo sistema SCADA, debe proyectar cómo se comportarán en el futuro cercano para poder operar de forma que se solucione cualquier problema posible. La mejor manera es combinando cálculos del comportamiento del sistema con las condiciones esperadas (presiones de recibo de quien surte al transporte), temperaturas, etcétera, y usando los caudales a transportar, tal como hayan sido programados para el despacho del gas. Este cálculo no es estático, sino que se realiza para las diferentes horas del día, para tratar de aprovechar al máximo el empaquetamiento o “colchón” de volumen de gas almacenado en la línea.

Estos cálculos son obligados y llevan al transportador a operar su sistema en forma apropiada y anticipando eventos. De no ser así, cuando note alguna presión anormalmente baja y decida inyectar más gas al ducto, puede ser demasiado tarde.

Al respecto pensemos en Camisea: existe un límite de velocidad de 20 metros por segundo, que equivale a 72 km/h, ¿cuántas horas le tomaría al gas llegar de Malvinas a Lima?

Otra condición que puede ser crítica para el usuario es la temperatura del gas. Generalmente las normas técnicas la limitan, pero también puede ser pactado un límite más estrecho en los contratos de suministro o de transporte del gas.

Los problemas que pueden causar las temperaturas afectan principalmente a los sistemas de medida de gas, por hacer más difícil la corrección volumétrica, y al comportamiento de los equipos de manejo o consumo de gas y a la resistencia de sus materiales en general.

Aunque en teoría puede medirse el gas a cualquier temperatura, pues se puede corregir con equipos

o aplicando algún factor, en la práctica no es tan sencillo.

Pongamos el caso de una red de distribución urbana, atendiendo cientos de miles de suscriptores residenciales y comerciales y una entrega de gas muy frío a la misma. Como el gas puede aumentar su temperatura por interacción con el suelo donde está enterrada la red, por intercambio calórico, los usuarios más lejanos de la estación o punto de ingreso del gas a la red recibirán gas menos frío que quienes están al comienzo de la red.

Los medidores residenciales normalmente no disponen de dispositivos de corrección por temperatura, por ser de precio excesivo¹, lo que lleva a que los distribuidores corrijan las lecturas con un factor que incluye la temperatura a que se mide. Esa es la temperatura promedio a la que llega el gas al usuario. Si las temperaturas del gas que llegan a los medidores de los usuarios tienen una gran variación, el factor puede carecer de la precisión debida, llevando al distribuidor a cobrar más o menos por el gas servido a sus usuarios.

Por ello, es mejor para un distribuidor disponer del gas a una temperatura cercana a las condiciones estándar (alrededor de 16 °C) o al menos similar a la temperatura ambiente en la hora de mayores consumos. Las temperaturas excesivamente altas o bajas también causan problemas a los equipos.

Normalmente no se piensa en tales temperaturas cuando se transporta el gas; ciertamente el flujo de gas por las tuberías casi no afecta las temperaturas. Aunque por una parte el rozamiento del gas con la pared abate la presión a lo largo de la tubería, lo que lleva también a una reducción de la temperatura y el intercambio calórico a través de la pared de la tubería ayuda a mantener valores bastante constantes de temperatura del gas.

Los cambios grandes en la temperatura son introducidos al gas cuando artificialmente le modificamos la presión a la que fluye por las tuberías, es decir cuando comprimimos el gas, aumentándole

la presión o cuando la reducimos para regularla antes de su entrega (o transporte, o distribución).

Un incremento de presión de un gas natural que esté a 1 bar y 20 °C y sea llevado a 206 bares (presión bastante usada para sistemas de GNV) hará que la temperatura suba a 133 °C por efecto de la compresión². En la práctica parecería menor el aumento por cuanto los sistemas de compresión disponen de elementos y equipos para refrigerarse y reducir también la temperatura al gas. De no ser así, algunos equipos podrían fallar por no estar diseñados para operar a tal temperatura.

De manera similar, si en una estación de regulación de presión que reciba de un gasoducto de transporte a 100 bar y 16 °C regulamos la presión a 10 bar, la temperatura caerá a - 33 °C.

Hay equipos mecánicos que pueden operar mal o trabarse ante temperaturas muy altas o muy bajas, por efectos de dilatación o contracción de sus partes. También puede cambiar excesivamente la viscosidad de los lubricantes (de medidores rotatorios, por ejemplo). Otras partes, como pueden ser empaques en elastómeros y *o-rings*, pueden endurecerse o hacerse quebradizas ante el frío en exceso o demasiado suaves o derretirse ante el calor extremo.

Las temperaturas muy bajas pueden causar que los hidratos, vapor de agua o cualquier líquido presente en el gas, se congele en el interior de tuberías, equipos o de sus pasajes o conductos, atascándolos. Así se causa una falla de suministro.

La baja temperatura favorece la aparición de líquidos en el sistema, al causar la licuefacción de algunos de los componentes gaseosos más densos del gas natural.

La reducción de las altas temperaturas del gas causadas en los procesos de su compresión se logra mediante intercambiadores de calor y, hasta cierto grado, por el intercambio calórico entre el suelo o aire circundantes a la tubería de aguas debajo de la estación compresora.

(1) Hay algunos que se basan en un elemento bimetálico, pero tienen un rango de operación que no puede excederse, además son costosos para los usuarios de nuestros países (Perú, Colombia, Bolivia, entre otros).

(2) Cálculos realizados con GASCalc 4.0



Las bajas temperaturas pueden controlarse mediante el intercambio calórico en las estaciones de reducción de presión. Puede hacerse mediante equipos sencillos de intercambio con la atmósfera (tipo radiador) o usando alguna fuente de calor, como pueden ser intercambiadores de calor que reciban agua caliente o vapor de agua, o algunos equipos que operan por convección gracias a quemadores operados por el mismo gas.

Otro aspecto a tener en cuenta en el transporte, que afortunadamente cada día gana más importancia, es que se comporte de una manera benévola con el medio ambiente.

Hay partes en que es por ahora imposible evitar que el sistema de transporte no afecte negativamente, como ocurre muchas veces en la construcción de gasoductos, pero que hay que buscar siempre que su impacto sea reducido y que en el mediano plazo se recupere el medio ambiente.

Pero la operación y el mantenimiento sí pueden realizarse de la manera más ecológica posible. Se deben reducir las emisiones de hidrocarburos no quemados, es decir el mismo gas natural venteado a la atmósfera, las de combustibles más contaminantes, que se logra operando compresores accionados por el mismo gas en lugar de combustibles líquidos, y controlando o reduciendo los ruidos que se causan en las estaciones de compresión y entrega del gas.

5. Operación y Mantenimiento

En los anteriores párrafos hemos cubierto varios de los puntos claves para un transporte de gas de alta calidad, pero aparte de las condiciones del gas y cómo lo entregue el transportador, la calidad sería nula si el medio de transporte, o sea el sistema de gasoductos, compresión, estaciones, etcétera, no es construido, operado y preservado con calidad.

Por ello, es tarea prioritaria para las firmas de transporte el mantener la integridad de sus sistemas. No pueden permitir que la corrosión de las tuberías o los equipos, la inestabilidad de los suelos que recorren los ductos o fallas recurrentes de sus equipos de compresión o de las estaciones de transferencia de custodia obliguen a paradas del servicio.

Una cuestión muy diferente es la fuerza mayor. Cualquier falla previsible y que no se evitó por errores en apropiar recursos humanos o equipos, por tratar de ahorrar costos o por simple ignorancia del operador del sistema de transporte no se puede calificar de caso fortuito o de fuerza mayor.

Los errores en la operación, que reduzcan las presiones de operación o la capacidad de flujo del transporte deben ser evitados a toda costa. Aunque los contratos y la legislación permiten normalmente

que haya reducciones o interrupciones del servicio por motivos técnicos o por causa de mantenimientos, el transportador debe evitar en lo posible acogerse a esta excepción o al menos no hacerlo en forma innecesaria. Esto puede ocurrir por no calcular en forma técnica y adecuada cómo operará el sistema durante un trabajo de mantenimiento, llevando a cortar suministros que hubiesen podido seguir activos durante esa labor.

También debe tenerse cuidado en procedimientos inadecuados de operación o mantenimiento que inadvertidamente afecten el servicio. En ocasiones se sabe de clientes que quedaron sin servicio tras haberse corrido raspadores de limpieza por un gasoducto. Los raspadores llevaron suciedad a las derivaciones y luego se alojó en válvulas, filtros u otras partes, reduciendo el caudal de gas al usuario.

Este tipo de interrupciones de servicio toman de sorpresa al cliente y también al transportador, haciendo evidente que no controla de manera adecuada su sistema y reduciendo el grado de confianza que le tienen sus usuarios y las autoridades.

Como es prácticamente imposible operar un sistema de transporte sin tener alguna contingencia ocasional, el transportador debe estar preparado para atender cualquier emergencia que se presente, bien sea que afecte la seguridad del público, la integridad del sistema de transporte, las propiedades de terceros o el suministro de gas a los usuarios.

Los planes de contingencia deben ser suficientemente amplios para poder atender cualquier posible eventualidad, pero a la vez con el detalle suficiente para asegurarse de que cada actor o parte en el plan conozca exactamente qué hace, con qué medios, en qué oportunidad y bajo qué dirección operará. Deben hacerse simulacros periódicos para tener certeza que el día que deba llevarse a cabo el plan funcione y que cada persona o entidad responda apropiadamente.

6. Regulación y Control

La calidad del transporte del gas natural importa no solamente a sus usuarios directos. En países como Perú -donde la industria ahora dispone de este energético más económico y menos contaminante- se orienta la canasta de energía a una mayor utilización del gas, que el servicio de transporte del mismo, al igual que las demás partes de la cadena hasta llegar al usuario final para que sea prestado de manera económica, segura y eficiente.

Estas tres condiciones anteriores son requisitos indispensables de la calidad. Un transporte de gas adelantado con calidad las cumple.

La calidad en los países donde se emplee masivamente el gas natural afecta a toda la población, ya que la misma incide eventualmente en los precios de los productos, en el mismo desarrollo de la industria y en la generación de empleo.

Por ello, los organismos gubernamentales de regulación deben producir las reglas para la prestación de un adecuado servicio de transporte de GN.

Igualmente, los organismos de control deben contar con la autoridad suficiente para supervisar la actividad del transporte de gas y con los medios suficientes para hacerlo de forma transparente y técnica.

Al respecto es importante lograr una integración de voluntades entre las autoridades y quienes llevan adelante los negocios del gas para lograr que la regulación sea la más adecuada para el país. Debe entenderse que adecuado para el país no significa contraproducente o desventajoso para el operador, no. Al país, entendido principalmente como su gente, se le puede hacer un gran daño si se encarecen sus servicios o si se espanta la inversión.

En nuestros países, y hablo en general de América Latina (con pocas excepciones), en los círculos gubernamentales se tiene la idea que el inversionista en la industria del gas (o de la energía en general) busca su provecho a toda

costa, por encima del público, es decir de sus mismos usuarios.

Por otra parte, quienes operan la industria del gas y la energía consideran que las autoridades maltratan el negocio y buscan establecer trabas cada vez más complicadas, que no aportan a la mejoría del servicio y que simplemente existen para que se entienda claramente “quién manda”.

Es evidente que, salvo muy raras excepciones, los profesionales de un sector no incursionan en el otro. Es decir, un alto ingeniero o directivo de una empresa normalmente no llega a trabajar con un organismo gubernamental o viceversa. Esto ayuda a “diferenciar” al “opositor”.

En Norteamérica, específicamente en Canadá, encontramos que en alguna gran empresa de gas y energía en algún momento su presidente había sido el ejecutivo de mayor autoridad en un organismo regulador y que las agencias gubernamentales se nutren de ingenieros y técnicos que han trabajado en firmas de transporte y distribución de gas.

Así, no hay una diferencia entre los sectores productivo y regulador o de control y ambos sectores se benefician de lo que puede aportar el otro.

El interés de este artículo no es buscar que haya esa misma integración, pero sí proponer que ambos sectores trabajen con mayor armonía y menos recelo.

Un regulador que entienda que el operador no busca ventajas indebidas o alzar los precios en forma arbitraria y que merece la justa retribución por su inversión y trabajo, confiará más en la información que reciba de dicho operador.

A su vez, el inversionista en gas que decida aportar desinteresadamente al regulador y supervisor para que entienda mejor el negocio del gas, logrará no un control más agresivo y “peligroso” para su negocio, sino uno que se adelante con mejores conocimientos y buscando mejorar el servicio.

Perú, tras cinco años de iniciar operaciones de transporte y distribución de gas de Camisea, es un jugador joven en el ámbito mundial del gas

pero, a pesar de ello, ha adelantado bastante en la regulación de la actividad. Esta regulación no es aun perfecta; proviene del aporte de la experiencia de otros países y todavía tiene por depurar, adaptándose a las condiciones locales del mercado y a su gente.

Para esta tarea lo mejor que podría ocurrir es que todas las partes involucradas en la industria del gas, como son las autoridades del sector, productores, transportadores, distribuidores y usuarios, aporten con el fin último de tener una industria fuerte que genere un energético económico y seguro a su industria y población.

7. Conclusiones

La calidad del transporte del gas natural no solamente se refiere a su composición química y a la ausencia de contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos.

Además de la composición del gas, la cual rige sus características físicas y su comportamiento en la combustión, deben evitarse o controlarse la presencia de líquidos, que no solamente afectan la combustión, sino la misma capacidad de flujo de las líneas.

Los sólidos, provenientes de suciedad dejada durante la construcción, de los pozos de producción o creada en la operación por deterioro de las paredes de la tubería deben retirarse con filtración adecuada para evitar que causen erosión a tuberías y a equipos, mal funcionamiento o daños a reguladores, medidores, válvulas y otros equipos, obstrucciones que afecten las señales para la instrumentación y el control de las estaciones.

La medición del gas debe ser exacta, lo que se logra con equipos apropiados de medición y de corrección, software adecuado, instrumentos y señales calibrados. Debe contarse con instrumentos y métodos exactos para determinar el poder calorífico del gas y todos los equipos y procedimientos deben ser operados y controlados por personal con suficiente capacitación, so pena de afectar la calidad.

Al ser el gas un energético de uso cotidiano, el cliente del transporte debe recibirlo oportunamente y en los volúmenes que lo haya demandado. Para ello el transportador debe organizar muy bien su despacho de gas, el cual debe servirle, además de programar entregas para anticipar cómo se comportará el sistema para anticipar cualquier contingencia.

Otras condiciones claves para un buen servicio son las presiones y temperatura a las que debe entregarse el gas al cliente. Si no son las indicadas pueden causar que el gas no le sea útil u obligarlo a erogaciones adicionales para poder utilizarlo. Debe cuidarse que la entrega de gas y su transporte no afecten el medio ambiente mediante la emisión de gases contaminantes, incluido el escape del gas natural a la atmósfera, aún sin haber sido quemado, o por ruido excesivo en estaciones de compresión o de entrega del gas.

No se podría decir que el servicio de transporte es de calidad si presenta fallas con cierta frecuencia. Por ello debe mantener la integridad de sus sistemas mediante un mantenimiento preventivo adecuado en su alcance y en frecuencia de sus tareas. Deben evitarse también los errores en la operación, que pueden afectar la continuidad o calidad del suministro de gas.

Cuando todas las previsiones son insuficientes, se debe contar con procedimientos de emergencia para cubrir cualquier eventualidad y lo suficientemente detallados para que cada parte sepa exactamente qué hacer y cómo.

La calidad del transporte del gas no solamente afecta a sus usuarios directos, sino al país completo. Por ello los organismos gubernamentales deben regular la prestación de un servicio de transporte de GN con adecuada calidad.

Para ello, los organismos de control deben contar con la autoridad y los medios suficientes para hacerlo de modo transparente y técnico, pero quienes son regulados y vigilados deben aportar desinteresadamente para lograr que la regulación sea la más adecuada al país.

Perú, tras cinco años de iniciar el transporte de gas de Camisea, ha logrado adelantar en la regulación de

la actividad, pero aún la deberá depurar y adaptar mejor a sus actores y condiciones. Esta tarea deberían emprenderla las autoridades con todas las partes involucradas en la industria del gas, de modo que fortalezcan y aseguren, simultáneamente, que su industria y población reciban un energético en forma continua, segura y a un precio económico.





Regulación del Servicio de Gas Natural por Indicadores de Calidad

DANIEL RODRÍGUEZ VILLAFAÑE
(ARGENTINA)

Daniel Rodríguez V.

Ingeniero Mecánico Electricista, especializado en Gas, de la Universidad Nacional de Buenos Aires -Instituto del Petróleo. Con vasta experiencia en la Dirección de proyectos y actividades relacionadas al tema del gas, energía e hidrocarburos.

Se ha desempeñado como consultor senior en diversas empresas del sector privado para la Región. Actualmente es catedrático en la Universidad Nacional de La Plata (Argentina) y Asesor en Infraestructura de Suministro de Abastecimiento de Gas a las cuatro centrales de energía eléctrica operadas por Centrales de la Costa Atlántica S.A.

Existen premisas indiscutibles que se encuentran presentes cuando se busca el logro de un buen servicio público:

- El servicio debe ser prestado en forma prudente, eficiente y diligente.
- El prestador¹ no sólo debe brindar un servicio seguro y continuo, sino que también tiene la obligación de alcanzar, mantener y mejorar el nivel de calidad² en correspondencia a la tarifa establecida.
- El servicio debe ser prestado teniendo en cuenta que todos los usuarios de gas tienen derecho a recibir el mismo nivel básico de calidad de servicio.

Sin lugar a duda, la calidad esperada en el servicio público viene de la mano de un apropiado sistema de control de calidad del organismo supervisor y fiscalizador del cumplimiento de las obligaciones asumidas por el concesionario. En particular, cuando la compensación se realiza mediante tarifas basadas en un sistema de precios máximos o *price cap*³, ya que

(1) A los fines del presente trabajo y atento el rol desempeñado en la distribución de gas por red, resultan expresiones equivalentes: RESPONSABLE DEL SERVICIO, PRESTADOR, LICENCIATARIO O CONCESIONARIO.

(2) CALIDAD: Conjunto de propiedades y características de un producto o servicio que le confieren su aptitud para satisfacer necesidades expresas o implícitas.

(3) REGULACIÓN POR PRECIOS MÁXIMOS O "PRICE CAP": Método de regulación económica, desarrollado en Gran Bretaña. Se conoce como RPI - X, donde RPI es el índice de precios al consumidor (retail price index por sus siglas en inglés) y X, es una estimación ex-ante del aumento en la



existe una natural tendencia de los concesionarios a reducir permanentemente los costos con el objetivo de aumentar sus ganancias, pudiendo afectar la calidad del servicio brindado, más aún si la empresa tiene una alta propensión al riesgo y descuida o no adopta márgenes prudentes de seguridad en cuanto a los recursos y procedimientos para operar, mantener y administrar las redes de distribución en condiciones razonables.

En tales casos se suele recurrir a la adopción de un conjunto de parámetros fijos denominados Indicadores de Calidad, como son: la antigüedad de las instalaciones, el nivel tarifario, los compromisos contractuales, la tecnología usada, la penetración del servicio que se desea lograr y las normativas vigentes (legales y técnicas), los que adecuadamente elegidos debieran permitir un monitoreo apropiado del servicio. Para ello sería necesario que tengan las siguientes características:

- Ser representativos del comportamiento del sistema.
- Fáciles de entender y cuantificar.
- Imparciales.
- Los datos requeridos para su evaluación sean

trazables, verificables, no alterables y posibles de obtener por una fuente independiente.

- Auditables por terceras partes para determinar su certeza e imparcialidad.
- Permitir a los sujetos de la Industria tomar conocimiento de la información relevante acerca del sistema.

147

Se busca simular el comportamiento del sistema en los diversos aspectos que pueden resultar de interés para el servicio, dando transparencia al comportamiento de las empresas, y de ser posible incentivando la competencia entre prestadoras del mismo tipo de servicio.

Pero este sistema de control presenta un desafío al momento de establecer el valor de referencia para cada uno de los indicadores, el mismo que debe resultar de un cierto compromiso con las expectativas de los usuarios, actuales y futuros, respecto a la percepción de la calidad con la tarifa fijada.

Seguidamente se muestran el conjunto de Indicadores asumidos en Argentina y Colombia, mediante los cuales son controlados los servicios de distribución de gas por redes.

productividad de la empresa y se fija exógenamente. Se establecen los precios regulados por un determinado período (5 años, por ejemplo) y éstos no pueden crecer más que el $RPI - X$, definiendo periódicamente el valor que tomará X , y cualquier aumento en la productividad durante el período que se estableció significa beneficios para la empresa.

El método se basa en limitar los precios más que las ganancias, lo que da a la empresa un incentivo para lograr eficiencia y promover la innovación, por cuanto, cualquier reducción en los costos reporta en una mejora en las ganancias. La carga de regulación resulta la menos posible porque solo se requiere el cálculo de un índice de precios al consumidor.

1. Indicadores de Calidad en el Servicio de Distribución de Gas por Redes en Argentina

A principios de 1990, la estructura productiva de la industria del gas natural se organizaba con las empresas estatales Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), como productor, y Gas del Estado S.E., como empresa integrada en transporte y distribución. Por cambio en la política nacional se orientó la economía hacia una de mercado y se dejó en manos del sector privado la prestación de los servicios públicos. En el caso particular del servicio de gas, la infraestructura que operaba la ex Gas del Estado S.E. fue transferida a diversas empresas que asumieron la distribución y el transporte de dicho combustible.

Este cambio se realizó según lo dispuesto por la Ley Nacional 24076, que estableció el Marco Regulatorio de Transporte y Distribución de Gas Natural, que dispuso la creación del órgano regulador ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas), y declaró sujeta a privatización a la empresa Gas del Estado S.E.

El Marco Regulatorio aprobado por la ley mencionada fijó que los servicios de transporte y distribución de gas natural constituyen un servicio público nacional que debe ser prestado por empresas privadas y sometido a control estatal por su calidad de monopolio natural. Surgen como actores del servicio:

- **El productor:** toda persona física o jurídica que extrae gas natural de yacimientos ubicados en el territorio nacional.
- **El transportista:** encargado del transporte del gas, recibiendo del productor y entregándolo al distribuidor.
- **El distribuidor:** prestador encargado de brindar el servicio de suministro de gas a los usuarios.
- **El comercializador:** quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros.

El proceso de privatización condujo a que en Argentina se constituyeran **nueve zonas de distribución y dos de transporte.**

En materia tarifaria se asumió, para el servicio de transporte y distribución de gas natural, el sistema de precios tope o price cap, en el que la evolución tarifaria se funda sobre la ganancia de productividad futura, existiendo mecanismos de actualización y revisión tarifaria quinquenal.

En cuanto al servicio, la Ley Nacional 24076 señala que las Licenciatarias deben operar la red en forma continua, prudente, eficiente y diligente, y simultáneamente resalta los derechos de los Usuarios a:

- Recibir un servicio eficiente y seguro.
- Reclamar ante la Licenciataria.
- Recurrir al ENARGAS para consultas o reclamos.

Dentro del cronograma establecido por el Marco Regulatorio, para el primer quinquenio (1993-1997) aparecieron para las Licenciatarias un conjunto de inversiones obligatorias que tenían por objeto adecuar los "Activos Esenciales" provenientes de la ex Gas del Estado S.E. a efectos de lograr que las operaciones de transporte y distribución alcancen niveles de seguridad y eficiencia compatibles con los estándares internacionales.

En el proceso de la primera Revisión Quinquenal de Tarifas para el segundo quinquenio (1998-2002) y habiendo culminado el programa de inversiones obligatorias, el ENARGAS incorporó un nuevo régimen de control basado en Indicadores de Calidad de Servicio, orientado hacia la calidad (resolución ENARGAS 1192/99, publicada el 06/09/99).

Este nuevo sistema de control tenía como objetivo la fijación de parámetros mínimos que indujeran a la realización de inversiones para mantener la Calidad del Servicio e introducir mejoras tecnológicas. También se pretendía, con la publicación de la información, fomentar el incentivo de la competencia y la transparencia del mercado. El método es conocido como "Competencia por comparación" o "Benchmark" con lo que se visualiza el comportamiento relativo de cada Licenciataria en relación a una referencia (valores de referencia), induciéndolas de esta manera a una performance eficiente y facilitándoles desarrollar un autocontrol.

Los Indicadores fijados abarcan aspectos comerciales y técnicos:

- **Calidad de Servicio Comercial:** están destinados a evaluar la gestión de las empresas en cuanto a su interacción con clientes y/o terceras personas (demoras, relación comercial, resolución de reclamos, servicios y prestaciones).
- **Calidad de Servicio Técnico:** comprenden aspectos relacionados con:
 - a) La transparencia del mercado.
 - b) La protección ambiental.
 - c) La operación segura y continua.
 - d) El mantenimiento necesario y adecuado de los sistemas de distribución y transporte de gas.

Asimismo, la Resolución N° 1192/99 previó la conformación de Índices Globales, de acuerdo a una ponderación predeterminada, para establecer un Orden de Méritos (o rankings) de las licenciatarias según:

- a) Calidad de Servicio Comercial de Distribución.
- b) Calidad de Servicio Técnico de Distribución.
- c) Calidad de Servicio Técnico de Transmisión.

El cumplimiento de los Indicadores, en todos sus aspectos, se debe dar a conocer al público mediante la difusión del Orden de Mérito (Técnico Comercial), destacándose las ubicaciones relativas de cada una de las Licenciatarias. La publicación, de carácter anual, debe informar además, otra información relevante respecto de la calidad del servicio prestado. Dicha publicación debe ser realizada a través de la página web del ENARGAS, las publicaciones propias del Organismo y los medios especializados de la industria.

Tabla de Valores de Ponderación para cada Indicador en Servicio Comercial de Distribución

ITEM	Ponderación (%)
Gestión de facturación	14
Inconvenientes en el suministro domiciliario	14
Gestión de prestaciones	14
Cantidad de reclamos	14
Satisfacción del cliente	14
Demora en la atención telefónica	16
Demora en acusar recibo de reclamos vía postal o libro de quejas	14
TOTAL	100

Tabla de Valores de Ponderación para cada Indicador de Calidad del Servicio Técnico de Distribución

ITEM	Ponderación (%)
Transparencia de mercado	10
Ruido en plantas de regulación	8
Emisión de olor en plantas de odorización	8
Protección catódica	14
Fugas por kilómetro	10
Tiempo promedio de reparación fugas grado 2	8
Capacidad de reserva en plantas (S.Aislados)	10
Capacidad de reserva en plantas (S.Ligados)	10
Tiempo de respuesta ante emergencias	14
Interrupción del suministro	8
TOTAL	100

Tabla de Valores de Ponderación para cada Indicador de Calidad del Servicio Técnico de Transmisión

ITEM	Ponderación (%)
Transparencia de mercado	10
Protección catódica	20
Confiabilidad del sistema de compresión	10
Disponibilidad del sistema de compresión	5
Capacidad de reserva en P. reg. para sistemas aislados	20
Emisiones de gases contaminantes	20
Ruido en plantas de regulación	10
Ruido en plantas compresoras	5
TOTAL	100

Para determinar el posicionamiento de cada Licenciataria en el orden de méritos se debe efectuar la sumatoria de los valores que se obtienen de la siguiente forma:

Multiplicando el valor alcanzado en el indicador por su ponderación y dividiendo el resultado por el valor óptimo.

Siendo el “**Valor óptimo**” el valor de referencia por su ponderación.

A continuación, y a efectos de ejemplificar los indicadores de calidad del servicio de gas natural, se mencionarán los indicadores que la empresa ENERGAS ha utilizado:

**Cuadro de Indicadores de Calidad del Servicio Comercial y Técnico - ENARGAS
RESOLUCIÓN 1192/99**

De distribución	Grupo A	<ul style="list-style-type: none"> - Gestión de Facturación - Inconvenientes en el suministro de Gas domiciliario - Gestión de prestaciones
	Grupo B	<ul style="list-style-type: none"> - Reclamo ante las Licenciatarias - Satisfacción del usuario
	Grupo C	<ul style="list-style-type: none"> - Demora la atención telefónica de reclamos - Demora en acusar recibo de los reclamos presentados por libro de quejas o vía postal

De distribución	Indicadores de transparencia del mercado	Indicador 1 - Eficiencia de la restricción del suministro interrumpible		
		Indicador 2 - Ocurrencia de restricciones del suministro interrumpible		
	Indicadores de Protección Ambiental	Indicador 1 - Ruidos en plantas de regulación		
		Indicador 2 - Difusión de olor en plantas de odorización		
		Indicador 3 - Ruidos en plantas compresoras		
		Indicador 4 - Control de la emisión de gases contaminantes		
	Indicadores de Operación y Mantenimiento	Subgrupo I Control de fugas y mediciones	Porcentaje de Gas no contabilizado	
			Protección catódica	
			Fugas por kilómetro	
		Subgrupo II Control de plantas reguladoras de presión	Tiempo promedio de reparación de fugas. Grado 2	
Capacidad de Reserva en plantas reguladoras para sistemas aislados				
Capacidad de Reserva en plantas reguladoras para sistemas ligados				
Subgrupo III Atención de emergencias	Tiempo de respuesta ante emergencias			
	Interrupción del suministro			
De transmisión	Indicadores de Transparenci del mercado	Indicador 1		
	Indicadores de Protección Ambiental	Indicador 1 - Control de la emisión de gases contaminantes		
		Indicador 2 - Ruidos en plantas reguladoras		
		Indicador 3 - Ruidos en plantas compresoras		
	Indicadores de Operación y Mantenimiento	Indicador 1 - Protección Catódica		
		Indicador 2 - Estado de los Gasoductos (Integridad Estructural)		
		Indicador 3 - Confiabilidad del Sistema de compresión		
		Indicador 4 - Disponibilidad del Sistema de compresión		
		Indicador 5 - Capacidad de reserva en plantas rguladoras para sistemas aislados		
		Indicador 6 - Tiempo de respuesta ante emergencias		
Indicador 7 - Uso racional de la Energía				

Índices de Calidad de Servicio Comercial

Indicadores	Denominación	Concepto y Objetivo	Valores de Referencia
Grupo A			
I	Gestión de Facturación	Cantidad (cada 1000 usuarios) de reclamos procedentes⁴ por facturación que se presentan a la Licenciataria.	Promedio de la cantidad de reclamos procedentes cada 1000 usuarios para el año base (1999) correspondientes al conjunto de las Licenciatarias.
II	Inconvenientes en el suministro de gas domiciliario (no penalizable)	Cantidad (cada 1000 usuarios) de reclamos procedentes por problemas en el suministro de gas domiciliario que se presentan a la Licenciataria.	
III	Gestión de Prestaciones	Cantidad (cada 1000 usuarios) de reclamos procedentes por gestión en las prestaciones solicitadas a las Licenciatarias.	
Grupo B			
IV	Reclamos ante las Licenciatarias (no penalizable)	Cantidad (cada 1000 usuarios) de reclamos procedentes por facturación que se presentan a la Licenciataria.	Promedio de la cantidad de reclamos procedentes cada 1000 usuarios para el base (año 1999) correspondientes al conjunto de las Licenciatarias.
V	Satisfacción del Usuario	Cantidad (cada 1000 usuarios) de reclamos procedentes por problemas en el suministro de gas domiciliario que se presentan a la Licenciataria.	
Grupo C			
VI	Demora en la atención telefónica de reclamos	Demora en atender persona a persona en determinado tiempo los reclamos recibidos vía telefónica.	Surge del análisis de los niveles empleados internacionalmente, el 90% de la cantidad total de llamadas atendidas en 40 segundos.
VII	Demora en acusar recibo de los reclamos presentados por libro de queja o vía postal	Demora en acusar recibo en forma expresa de los reclamos presentados por libro de queja o vía postal.	

Índices de Calidad del Servicio Técnico Licenciatarias de Distribución

Indicadores	Denominación	Concepto y Objetivo	Valores de Referencia
1. Transparencia de Mercado			
	Eficiencia de la restricción del suministro interrumpible.	Porcentaje de la eficiencia que alcanza el Distribuidor, al requerir a sus clientes interrumpibles la restricción de los consumos, ante la necesidad de preservar los servicios firmes e ininterrumpibles, frente a la ocurrencia de limitaciones operativas del sistema. Su objeto es evaluar la respuesta obtenida de los clientes a requerimientos de restricción determinados por la Distribuidora, de manera que se asegure la integridad de los sistemas y se llegue a propender a un eficiente aprovechamiento de los recursos.	Las Licenciatarias deben alcanzar al corte general en cada día operativo superior al 90% y en cada año calendario superior al 95%.
	Ocurrencia de restricciones del suministro interrumpible.	Publicación de las restricciones en los servicios ofrecidos por las Distribuidoras (volúmenes operativos cortados y causas por tipo de servicio).	La información en tiempo y forma durante el período invernal deberá verificarse en un 95%

(4) Reclamo Procedente: Todo reclamo que, luego de su análisis, requiere una acción, corrección, contraprestación o resarcimiento por responsabilidad de la Licenciataria.

Indicadores	Denominación	Concepto y Objetivo	Valores de Referencia
2. Protección Ambiental			
	Ruido en Plantas de Regulación.	Nivel de ruido en las inmediaciones de plantas de regulación de presión. Control mínimo periódico de la contaminación sonora, adecuando las instalaciones para lograr niveles aceptables de ruido en dichas plantas.	<ul style="list-style-type: none"> Exterior zona residencial diurno: 55 dB (A) Exterior zona residencial nocturno (de 23.00 a 6.00hs.): 45 dB (A).
	Emisión de olor en Plantas de Odorización	Controlar la difusión de olor por pérdidas de agente odorante en las proximidades de las plantas de odorización, para evitar molestias ambientales y el enmascaramiento de una pérdida de gas. El Indicador tiene el propósito de evitar la existencia de olor a una distancia menor de 10 metros respecto a la vivienda más cercana a la planta.	El radio de seguridad quedará determinado por la distancia entre la planta y la vivienda más cercana menos los 10 metros definidos anteriormente. Dicho radio no podrá ser mayor a 100 metros.
	Ruidos en Plantas Compresoras	Control de la emisión sonora en plantas compresoras teniendo en cuenta las instalaciones de uso común para el personal de la planta (comedor, sala de control, etc.)	Se deberá asegurar un nivel de ruido máximo de 60 dBA en oficinas, sala de control, talleres, salón para refrigerio y otros lugares de permanencia del personal. En gamelas y viviendas el nivel de ruido será de 35 dBA como máximo.
	Control de la Emisión de Gases Contaminantes	Evaluación de la concentración y de los volúmenes emitidos de óxido de nitrógeno y monóxido de carbono en el escape de fuentes estacionarias, instaladas en las plantas compresoras.	Fija como máximo límite de cantidad de NOx4 por unidad de volumen emitido en aquellos equipos a ser instalados, de 70 PPM en caso de tratarse de equipamiento turbocompresor, en tanto que para equipos moto compresores será de 1,5 g/HP.hora.
3. Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Distribución de Gas			
SUBGRUPO I Control de Fugas y Mediciones	Porcentaje de Gas no Contabilizado	Corresponde al gas que comprado en boca de pozo y transportado, no es facturado a los usuarios. Refleja el porcentaje de gas perdido que el operador no puede contabilizar debido a pérdidas, errores de medición y errores de facturación.	No se definió la conformación de este Indicador.
	Protección Catódica.	Control de la corrosión de redes y gasoductos mediante la aplicación de los criterios normativos, verificados a través de una metodología predeterminedada. El Índice resulta de la sumatoria del índice de mediciones de potencial más la consideración de las mejoras, que contribuyan a asegurar la mejor protección de los sistemas.	Se deberá verificar $I = 1$ ($I =$ Índice de Protección final) para considerar que el sistema está protegido al 100%, de acuerdo al criterio declarado por la Licenciataria. Si $I < 1$, implica incumplimiento.
	Fugas por kilómetro	Determinación de la cantidad de pérdidas detectadas por denuncias (de cualquier grado), que se produzcan en la cañería principal y servicios del sistema.	Serán los informados durante 1997. En función de la naturaleza de los factores que influyen en este indicador, se considera un margen del valor de referencia en el cual no se aplicarán penalizaciones, para el período auditado.
	Tiempo Promedio de reparación Fugas Grado 2 según la norma de seguridad NAG 100	Evaluar la celeridad con que el prestador realiza la reparación de fugas grado 2, en procura de limitar su permanencia en cada sistema.	El tiempo promedio de reparación de Fugas Grado 2 del período analizado será igual al tiempo de reparación de cada fuga grado 2, expresado en días, sobre fugas grado 2, reparadas en el período de un año.

Indicadores	Denominación	Concepto y Objetivo	Valores de Referencia
SUBGRUPO II Control de Plantas Reguladoras	Capacidad de Reserva en Plantas Reguladoras para Sistemas Aislados	Determinar el porcentaje de plantas de regulación que perteneciendo a sistemas aislados posean ramales de reserva. Mantener el nivel de capacidad de reserva dentro de valores adecuados durante la vigencia de la licencia.	El valor de referencia será el porcentaje de plantas aisladas que posean ramal de reserva, con respecto del número total de plantas de ese tipo de la Licenciataria. El nivel de cumplimiento será para el período auditado del 100%.
	Capacidad de Reserva en Plantas Reguladoras para Sistemas Ligados	Determinar el porcentaje de plantas de regulación que posean ramal de reserva cuya capacidad garantice el suministro ante la salida de servicio de un ramal activo en sistemas de distribución ligados. Se deberá mantener el nivel de capacidad de reserva dentro de los valores adecuados durante la vigencia de la licencia.	El valor de referencia de este indicador será el porcentaje de sistemas ligados que verifiquen la relación: "Que la capacidad instalada en ramales de reserva para el sistema ligado (en m3/h) sea mayor a la capacidad de reserva mínima requerida por el sistema (en m3/h)", con respecto del número total de sistemas ligados de la Licenciataria. El nivel de cumplimiento para el período auditado será del 100%.
SUBGRUPO III Atención de Emergencias	Tiempo de Respuesta ante Emergencias	Verificar el tiempo máximo de respuesta del prestador ante una situación de emergencia (desde la denuncia del usuario hasta el arribo al lugar del personal responsable de la Licenciataria). Se procura afianzar la seguridad del sistema disminuyendo riesgos hacia las personas y los bienes involucrados en una emergencia.	Las intervenciones por emergencias deberán ser cumplidas en un tiempo prefijado de 60 min. Toda emergencia atendida en un tiempo que supere al valor prefijado en un 100% debe ser informada dentro de las 48 horas de su ocurrencia, para su evaluación por separado del cumplimiento del indicador. El nivel de cumplimiento para el período auditado es de 95% en 60 minutos.
	Interrupción del Suministro	Determinar el tiempo de afectación de los usuarios ininterrumpibles con cortes del suministro, sobre el total de usuarios de la Distribuidora en un período determinado. Tiende a precisar el nivel de continuidad con que se presta el servicio ininterrumpible.	Minutos de corte por usuario en un semestre. Las horas de corte acumuladas, surgirán al multiplicar el número de usuarios afectados por el Tiempo Promedio de reposición del servicio a los mismos. A los efectos del cálculo este valor se toma igual a la mitad del tiempo transcurrido entre la rehabilitación del servicio al primero y al último usuario afectado presente en el momento de la rehabilitación.

Índices de Calidad del Servicio Técnico Licenciatarias de Transmisión

Indicadores	Denominación	Concepto y Objetivo	Valores de Referencia
1. Transparencia de Mercado			
	Transparencia del Mercado	<ol style="list-style-type: none"> 1. Publicación de los eventos críticos del sistema de transporte. 2. Publicación de las Manifestaciones de Interés o Concursos de Capacidad y las adjudicaciones de los mismos. 3. Publicación de las Ofertas de Reventa de Capacidad y los resultados de los mismos. 4. Publicación diaria del despacho operativo de gas del día anterior. 	La información en tiempo y forma deberá verificarse en un 95% para el año 2001 en adelante %.
2 Protección Ambiental			
	Protección Catódica	<p>Control de la corrosión de redes y gasoductos, mediante la aplicación de los criterios normativos verificados a través de una metodología predeterminada.</p> <p>El índice resulta de la sumatoria del índice de mediciones de potencial más la consideración de las mejoras que contribuyan a asegurar la mejor protección de los sistemas.</p>	<p>Se deberá verificar $I = 1$ (I=Índice de Protección final) para considerar que el sistema está protegido al 100%, de acuerdo al criterio declarado por la Licenciataria.</p> <p>Si $I < 1$, implica incumplimiento.</p>

Indicadores	Denominación	Concepto y Objetivo	Valores de Referencia												
	Estado de los Gasoductos (Integridad Estructural)	El Indicador tiene en cuenta el estado de los gasoductos de transmisión desde el punto de vista del espesor de la pared de las cañerías, para la seguridad en general y de las instalaciones en particular, así como la prolongación de su vida útil.	<p>El parámetro a ser considerado en el método de evaluación será la existencia de defectos con Factores Estimados de Reparación (FER) mayores a uno.</p> <p>FER: relación entre la MAPO del gasoducto y la del defecto.</p> $FER = \frac{MAPO}{P_{Falla}}$ <p>MAPO: Máxima presión de operación para el gasoducto P_{Falla}: Máxima presión de operación para el defecto (Kpa)</p>												
	Confiabilidad del Sistema de Compresión	Relación porcentual entre el lapso considerado (un año) y el tiempo fuera de servicio por avería de los equipos de compresión dentro de dicho lapso.	El valor mínimo de referencia que deberá cumplir el parque de compresión de gas natural (sean máquinas turbo o motocompresoras) será del 96% en conjunto.												
	Disponibilidad del Sistema de Compresión	Relación porcentual entre el lapso considerado (un año) y el tiempo fuera de servicio por mantenimiento más avería de los equipos de compresión.	Nivel de referencia: 90%												
	Capacidad de Reserva en Plantas Reguladoras para Sistemas Aislados	<p>Porcentaje de plantas de regulación que posean ramal de reserva.</p> <p>Este Indicador tiene un carácter preventivo, advirtiendo esta situación y promoviendo la mejor solución técnica para cada caso, evitando que se llegue a afectar el servicio al usuario ante la eventualidad de salida de servicio de una rama de regulación activa.</p>	<p>Una planta de regulación que alimenta un ramal aislado tendrá capacidad de reserva cuando prescindiendo del mayor de sus ramales, el ramal de reserva pueda suplir a éste y la planta reguladora pueda cumplir con el caudal requerido máximo.</p> <p>Valor de referencia = 100%</p>												
	Tiempo de respuesta ante Emergencias	Tiempo máximo en que la Licenciataria deberá restablecer el servicio interrumpido a raíz del inconveniente acaecido, teniendo en cuenta el lapso transcurrido desde el momento en que se produce el hecho y hasta el normal abastecimiento de la zona afectada.	<p>Las emergencias que se tendrán en cuenta para este Indicador son todos los accidentes que se produzcan. Se considerarán dos aspectos:</p> <p>a) El Tiempo de Respuesta Inmediata (TRI) que comprenderá las acciones iniciales y la información a la Autoridad Regulatoria. Este tiempo será inferior a 2 (dos) horas.</p> <p>b) El Tiempo de Restablecimiento del Servicio (TRS) en que se tendrá en cuenta el lapso transcurrido hasta el normal abastecimiento de la zona afectada.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Circunstancias</th> <th>TRS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>NIVEL 1</td> <td>Terreno transitable</td> <td>36 hs.</td> </tr> <tr> <td>NIVEL 2</td> <td>Terreno intransitable por razones meteorológicas</td> <td>3 días.</td> </tr> <tr> <td>NIVEL 3</td> <td>Laguna, bañado, ríos y terreno montañoso</td> <td>6 días</td> </tr> </tbody> </table>		Circunstancias	TRS	NIVEL 1	Terreno transitable	36 hs.	NIVEL 2	Terreno intransitable por razones meteorológicas	3 días.	NIVEL 3	Laguna, bañado, ríos y terreno montañoso	6 días
	Circunstancias	TRS													
NIVEL 1	Terreno transitable	36 hs.													
NIVEL 2	Terreno intransitable por razones meteorológicas	3 días.													
NIVEL 3	Laguna, bañado, ríos y terreno montañoso	6 días													

Indicadores	Denominación	Concepto y Objetivo	Valores de Referencia
	Uso Racional de la Energía	Mejora paulatina del consumo específico de gas combustible y gas comprimido. Con este indicador se busca promover programas orientados a la mejora paulatina de este índice.	Sin definición. Sólo se hacen presentaciones para establecer un historial.
	Control de la Emisión de Gases Contaminantes	Estado de las emisiones gaseosas, a un momento dado, generadas por las plantas compresoras y su correspondiente impacto en la calidad de aire. Los contaminantes a ser considerados en las medidas de mitigación de emisiones son: <ul style="list-style-type: none"> • NOx: Óxidos de nitrógeno expresado como NO2. • CO: Monóxido de carbono. 	A los efectos del presente indicador se fija como máximo límite de cantidad de NOx por unidad de volumen emitido en aquellos equipos a ser instalados, de 70 PPM en caso de tratarse de equipamiento turbocompresor, en tanto que para equipos motocompresores será de 1,5 g/HP hora.
	Ruidos en Plantas Reguladoras	Nivel de Ruido en Plantas de Regulación de Presión	Se tomarán como valores de referencia a aplicarse al 100% de los casos los siguientes: <ul style="list-style-type: none"> • Exterior zona residencial (pobladas o semipobladas) diurno: 55 dB (A) • Exterior zona residencial (pobladas o semipobladas) nocturno: 45 dB (A) Estos valores se deberán verificar desde el punto más próximo de la vivienda más cercana a la planta reguladora.
	Ruidos en Plantas Compresoras	Nivel de Ruido en Plantas Compresoras	Se busca verificar el cumplimiento de la normativa aplicable que tiende a minimizar el impacto sonoro de este tipo de instalaciones. Los valores de referencia serán los indicados en la norma GE-N1-126 "Normas Mínimas de Seguridad en Plantas Compresoras de Gas Natural".

Del Régimen Sancionatorio

Los niveles de referencia previstos en la norma para cada indicador **son de cumplimiento obligatorio**. En caso de determinarse que existen incumplimientos se prevé **iniciar el pertinente proceso sancionatorio** de acuerdo a lo determinado para cada indicador, aplicando las sanciones previstas en el Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia.

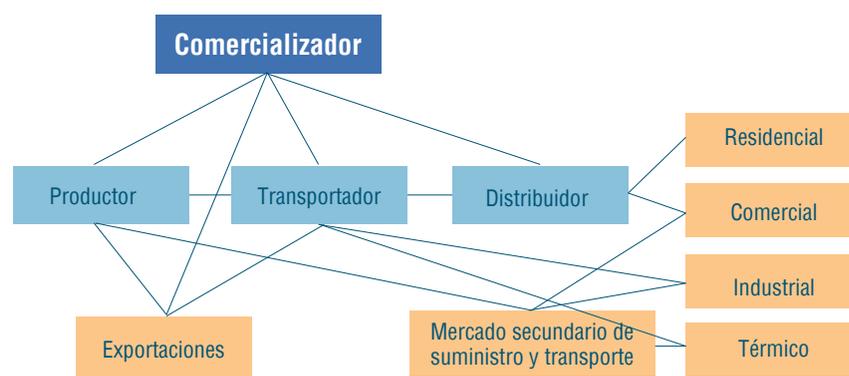
2. Indicadores de Calidad en el Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes en Colombia

A partir de 1986, con el programa "**Gas para el cambio**", en Colombia se inició un importante desarrollo de la actividad relacionada con el uso del gas natural, con el objetivo de incrementar su participación en la matriz energética del país, aumentar la cobertura regional e impulsar la interconexión nacional.

En la década del 90, dentro de un programa de reestructuración del servicio público, con apertura

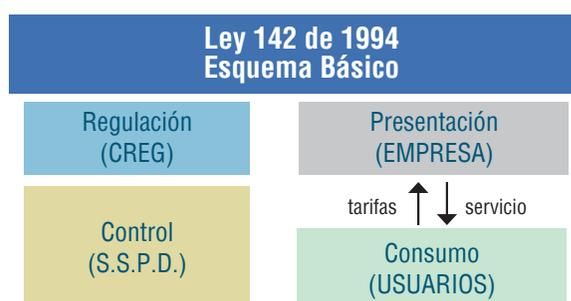
hacia el sector privado, se produjeron hechos de relevancia referidos al desarrollo de la industria del gas de Colombia, entre los que se encuentran: la interconexión nacional emprendida por ECOPELROL, la conformación de la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), la definición de una nueva estructura del servicio público de distribución de gas, la concesión de áreas de distribución exclusiva, etc.

El marco normativo de Colombia que permitió el desarrollo de la prestación del servicio de gas, tal como se observa en la actualidad, asignó roles a cuatro actores principales que se relacionan con los usuarios de la siguiente forma:



Asimismo, estas normas legales señalan que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es el órgano regulador del servicio y su función es definir y hacer operativos los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad de suministro (Ley 142 de 1994).

Por su parte, la **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)** es la que debe evaluar la gestión técnica, financiera y administrativa de las empresas de servicio público, de acuerdo con los criterios definidos por las Comisiones de Regulación (Artículo 79, numeral 10 de la Ley 142/94 y mediante determinados procedimientos de vigilancia y control).



Esta regulación alcanza necesariamente a la calidad del servicio que se pretende disponer en Colombia y ante actividades que aparecen como “**monopolios naturales**”, el regulador estableció niveles mínimos que los prestadores del servicio debían alcanzar en sus actividades.

En ese contexto, la CREG impulsó el desarrollo de un régimen de regulación de las actividades de distribución y comercialización de gas natural a partir de la definición de **indicadores de calidad**.

Luego de un proceso de análisis y debate que incluyó la participación de la industria y de terceros

interesados, la **CREG** resolvió, por Resolución N° 100 de 2003, adoptar los “Estándares de Calidad” para el servicio público domiciliario de gas en sistemas de distribución por redes de tubería, señalando en el artículo 2 que *para medir la calidad en la prestación del servicio técnico y del producto se deben adoptar los siguientes indicadores:*

- **DES**- Duración equivalente de Interrupción del Servicio
- **IPLI**- Índice de Presión en Líneas Individuales
- **IO**- Índice de Odorización
- **IRST**- Índice de Respuesta a Servicio Técnico

2.1 Compensaciones por Interrupciones

El artículo 5 de la Resolución N° 100 de 2003 Colombia determina que el incumplimiento del indicador “Duración equivalente de Interrupción del Servicio” (**DES**) genera compensación al respectivo usuario. El valor

a compensar se debe determinar de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{VCD} = [\text{DES}] \times \text{CI} \times \text{DP}$$

Donde:

VCD: Valor mensual a Compensar por el incumplimiento del indicador DES (\$Col.)

DES: Duración equivalente de Interrupción del Servicio (Horas).

CI: Costo de Interrupción del Servicio de Gas a

usuarios (\$ por m3) establecido por la CREG.

DP: Demanda Promedio Horaria del Usuario durante los últimos doce meses (m3/hora). La demanda promedio se calcula como el cociente entre el consumo (m3) facturado durante los doce meses anteriores al momento de calcular la compensación y el número total de horas del año.

En ese sentido, a continuación se presentarán algunos indicadores utilizados en Colombia:

Índices Correspondientes a Aspectos Técnicos

Indicadores	Denominación	Concepto y Objetivo	Valores de Referencia
DES	Duración equivalente de Interrupción del Servicio	Tiempo total de interrupción del servicio a cada usuario durante un mes. Se expresa en horas.	Cero. No se aceptan interrupciones. Toda interrupción genera compensación al usuario, excepto eventos de fuerza mayor o caso fortuito.
IPLI	Índice de Presión en Líneas Individuales	Porcentaje de mediciones de la presión de suministro que se encuentra en el rango de presiones de referencia definido en la Resolución 100 de 2003- (<i>Modificado por la Resolución de la CREG 05 de 2006.</i>), para el parámetro de medida. ⇒ Min.: 16 mbar- 6,4 pulg. columna agua ⇒ Máx.: 23 mbar -9,2 pulg. columna agua	El 100% de las mediciones deben estar dentro del rango establecido por el parámetro de medida.
IO	Índice de Odorización	Porcentaje de mediciones del nivel de odorización del gas distribuido que se encuentra dentro del rango definido para el parámetro de medida, en el periodo de análisis. (<i>Modificado por el art. 1, Resolución de la CREG 09 de 2005</i>) Parámetro de medida: Nivel de concentración mínimo de 18 mg/m3 para THT; 8 mg/m3 para Mercaptano; o el nivel de concentración recomendado por fabricantes para otras sustancias odorantes según normas técnicas nacionales o internacionales.	El 100% de las mediciones debe estar dentro del rango establecido por el parámetro de medida.
IRST	Índice de Respuesta a Servicio Técnico	Porcentaje de solicitudes por tipo de evento, cuyo tiempo de atención está dentro del valor definido por la CREG como parámetro de referencia. Las solicitudes se clasificarán acorde con los siguientes tipos de eventos: - Escape de gas. - Incendio, - Calidad de la llama. - Interrupción del servicio.	El 100% de las solicitudes deben ser atendidas dentro del parámetro de medida que establezca la CREG.

2.2 Índices Correspondientes a Aspectos Financieros, Técnicos y Comerciales

Según el artículo 3 de la Resolución No. 072 (29 octubre 2002), el control de gestión y

resultados de las entidades prestadoras se debe realizar evaluando el comportamiento de los Indicadores de Gestión que a continuación se muestran:

Indicadores Financieros
Rotación cuentas por cobrar (días)
Rotación cuentas por pagar (días)
Razón corriente (veces)
Margen operacional (%)
Cobertura de gastos financieros (veces)

Indicadores Técnicos y Administrativos		
Relación Suscriptores Sin Medición (%) . Se aplica a las empresas comercializadoras.	$\frac{\text{Relación Suscriptores sin medición}}{\text{Suscriptores sin medición}} = \frac{\text{Suscriptores sin medición}}{\text{Suscriptores totales}} \times 100$	
Cobertura (%) Es aplicable a las empresas distribuidoras de gas.	$\text{Cobertura} = \frac{\text{Suscriptores}}{\text{Suscriptores en contrato-proyectados}} \times 100$	
Relación Reclamos Facturación (por 10,000 facturas) Se contabilizan únicamente los reclamos resueltos a favor del suscriptor, para el caso de los comercializadores, o a favor de quien presenta el reclamo, si se trata de las otras actividades de la cadena.	$\frac{\text{Relac. reclamos facturación}}{\text{Reclamos facturación}} = \frac{\text{Facturas expedidas}}{\text{Facturas expedidas}} \times 100$	
Atención Reclamos Servicio (%) Mide el porcentaje de usuarios al que se atienden sus reclamos en un número de días superior al "tiempo referencia".	$\frac{\text{Relac. reclamos facturación}}{\text{Facturas expedidas}} = \frac{\text{Reclamos facturación}}{\text{Facturas expedidas}} \times 100$	
Atención Solicitud de Conexión (%) Es aplicable a las empresas transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras. Mide el porcentaje de usuarios a quienes se atiende la solicitud de conexión en un número de días superior al "tiempo referencia".	$\frac{\text{Atención Social conexión}}{\text{Total usuarios}} = \frac{\text{Usuarios afectados}}{\text{Total usuarios}} \times 100$	

Indicadores de Aspectos Comerciales
NSU - Nivel de Satisfacción del Usuario
PQR - Peticiones, Quejas y Reclamos

2.2.1 Nivel de Satisfacción del Usuario (NSU)

El Nivel de Satisfacción del Usuario (**NSU**) es un indicador que se conforma por el impacto y el desempeño en cada momento de verdad, es decir, el **NSU** combina la calificación, buena o mala, de un momento de verdad con la capacidad que ese momento tiene para explicar la satisfacción general con un servicio público domiciliario.

El NSU es un indicador numérico que va de 0 a 100. En cero indica el nivel más bajo y cien el más alto de satisfacción que se calcula para cada usuario, tomando en cuenta la importancia de cada momento de relación entre el cliente y el prestador del servicio, evaluado de acuerdo con su experiencia. El cálculo del NSU se realiza a través del método de ecuaciones estructurales a partir de la evaluación que el usuario hace de los siguientes atributos del servicio:

- Oportunidad en el aviso de interrupciones.
- Facilidad para entender la factura.
- Exactitud de los cobros en relación al consumo.
- El tiempo entre la entrega de la factura y la fecha límite de pago.
- La variedad de medios de pago.
- La cantidad de puntos o sitios de pago.
- Horarios de atención al cliente.
- Ubicación de los puntos de atención en el municipio.
- Comodidad de los puntos de atención.
- Tiempo de atención en los puntos.
- Continuidad del servicio.
- Calidad de la llama.

2.2.2 Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR)

Los ítems que se tienen en cuenta para evaluar las PQR son: aforo, alto consumo, cobros inoportunos, cobros por servicios

no prestados, dirección incorrecta, cobro múltiples, entrega y oportunidad de la factura, error de la lectura, falla en la prestación, cobro de otros servicios, decisiones de sanción de la ESP, estrato, subsidios y contribuciones, tarifa cobrada, plan tarifario, por suspensión, corte, reconexión y reinstalación relacionada con cobros por promedio, medidor, cuenta o riesgo, pago sin abono a cuenta, solidaridad, condiciones de seguridad o riesgo, revisiones a las instalaciones y medidor del suscriptor o usuario, conexión, cobro como multiusuario, cambio de medidor o equipo de medida, normalización del servicio y suspensión por mutuo acuerdo.

2.3 Evaluación de Empresas de Servicio de Gas

Por cada empresa sujeta al ámbito de acción de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) se elabora un informe de análisis de gestión, cuyo contenido aborda tanto aspectos técnicos como económicos y comerciales. Los mismos versan sobre los siguientes aspectos:

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

- Actividad: Distribución y comercialización de gas natural.
- Fecha de Inicio de Operaciones.
- Área de Servicio o Mercado Relevante.
- Ventas Anuales.
- Indicadores Financieros.
- Estado RUPS.

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

- Composición Accionaria.
- Planta de Personal.
- Análisis Financiero.
- Ingresos Operacionales y Otros

- Ingresos.
- Costos y Gastos de la Operación.
- Evolución Activos.
- Evolución Pasivo y Patrimonio.
- Margen Operacional e Indicadores de Rentabilidad.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

- Característica de la Infraestructura usada para el servicio.
- Indicadores de Calidad:
 - Índice de Presión en Líneas Individuales (IPLS)
 - Índice de Odorización (IO)
 - Duración Equivalente Interrupción del Servicio (DES)
 - Respuesta a Servicio Técnico (IRST)
 - Sistema Comercial.
 - Central de emergencias.
 - Proceso constructivo.

4. ASPECTOS COMERCIALES

- Número de Suscriptores.
- Verificación Tarifaria.
- Evolución Estructura Tarifaria.
- Nivel de Satisfacción del Usuario (NSU).
- Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR).

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

- Indicadores Financieros.
- Indicadores de Evaluación Técnica y Administrativa.
- Indicadores de Riesgo Empresario.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI (Sistema único de información)

2.4 Incumplimiento de los Indicadores de Calidad Técnica según Ley 142/1994

De acuerdo con lo establecido en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 existe falla en la prestación del servicio cuando se incumpla el indicador IIS (Indicador registrado durante el mes - horas). En este caso, dará lugar a la aplicación de la indemnización que trata el artículo 137.3 de la mencionada Ley.

3. Consideraciones Finales

En los indicadores mostrados anteriormente es posible apreciar que tanto Argentina como Colombia, han destacado la atención y satisfacción del usuario. Sin embargo, no ocurre lo mismo con lo que corresponde a la faceta técnica-operacional de la infraestructura de distribución, ya que, mientras Colombia exhibe sólo los cuatro indicadores definidos por la Resolución 100 del 2003 (**DES, IPLI, IO y IRST**), en Argentina, se recurrió a un más amplio e importante despliegue de rubros. Esto no quiere decir que en Colombia no se controlen temas como el nivel de protección catódica o nivel de ruidos, pues existen normas específicas que lo están requiriendo. La diferencia reside en que estos parámetros no entrarían a ser considerados como tales para establecer el Orden de Mérito (“Competencia por comparación” o “Benchmark”) que se busca como una evaluación global de la prestataria e incentivo de mejora continua ni para la eventual sanción que le podría ser impuesta por incumplimiento del nivel de referencia establecido.

Por último, se señala que si bien, a los fines de la calidad del servicio, resulta conveniente contar con un sistema de control mediante Indicadores de Calidad, no resulta menos importante requerir que el prestador tenga instrumentado un Sistema de Calidad que habilite alcanzar los niveles esperados para todas las facetas de la gestión buscando la mejora continua.

“La Calidad no se improvisa, se planifica”

Para mayor ilustración, se consignan las siguientes direcciones de Internet en donde se podrán observar los cuadros resultados de las evaluaciones hechas a las empresas licenciatarias del servicio, mediante indicadores de calidad.

Página del ENARGAS

www.enargas.gov.ar/MarcoLegal/IndCalidad

Página de la SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS

www.superservicios.gov.co

Informe de gestión sector de energía, GLP y Gas Natural

4. Bibliografía

Normativa de Argentina:

- Marco Regulatorio del Transporte y Distribución de Gas Natural, Ley N° 24076/ 92 y Decretos Reglamentarios.
- Resoluciones N° 1192 y 1482 del 06/09/1999 y 11/01/2000, respectivamente, y N° I/40 del 16/7/2007 del ENARGAS referidas al Sistema de Control mediante "Indicadores de Calidad del Servicio.
- Informes anuales de la Sindicatura General de la Nación sobre gestión del ENARGAS en materia de control con Indicadores de Calidad, años 2002, 2004 y 2006.

Normativa de Colombia:

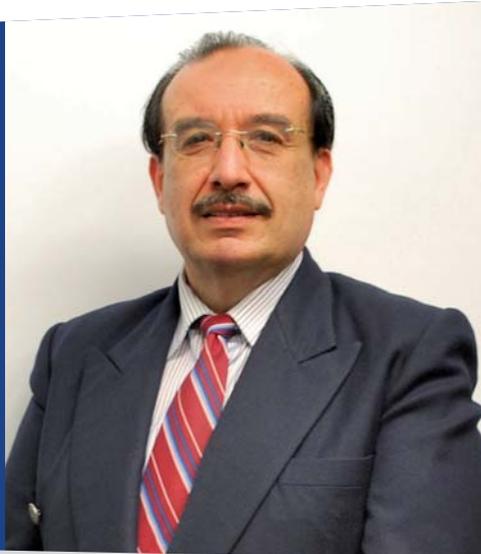
- Ley N° 142 del 11/07/1994 de aplicación a los servicios públicos.
- Resolución N° 072 del 29/10/2002 de la CREG.
- Resolución N° 091 del 25/09/2003 de la CREG.
- Resolución N° 100 del 27/10/2003 de la CREG.
- Documento para discusión de la CREG sobre estándares de calidad en distribución de gas combustible por redes del 24/12/2002.
- Informe ejecutivo - Evaluación de la satisfacción de los usuarios de servicios públicos domiciliarios -Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- Informe de gestión sector de energía, GLP y Gas Natural.
- Informe ejecutivo de gestión sobre empresas monitoreadas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Sitios consultados:

- www.enargas.gov.ar
- www.creg.gov.co
- www.superservicios.gov.co

Comercialización





El Rol del Gas Natural Vehicular (GNV) como factor del Cambio de la Matriz Energética en el Perú¹

CARLOS VILLALOBOS DULANTO
(PERÚ)

Carlos Villalobos D.

Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Con especialización en Negociación de Contratos de Hidrocarburos por el CAREC -CENTRUM Católica y diversos cursos de capacitación relacionados a la industria 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 amplia experiencia en el subsector de hidrocarburos, especialmente en Gas Natural. Ha sido encargado de la supervisión de compromisos contractuales tales como los contratos de privatización del Área de Hidrocarburos. Actualmente se desempeña como Coordinador General del equipo de Gas Natural Vehicular (GNV), Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL) en la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN.

1. Introducción

El presente artículo pretende ofrecer un panorama global del desarrollo alcanzado por el Gas Natural Vehicular (GNV) en el Perú, evaluando su evolución y los resultados obtenidos por cada uno de los agentes que conforman e interactúan en el modelo de desarrollo de la industria, el cual ha sido diseñado para situar al GNV como un factor de fundamental importancia dentro de los objetivos de la estrategia de Cambio de la Matriz Energética.

Este primer acercamiento nos permitirá extraer conclusiones valiosas respecto al aporte dado, hasta la actualidad, por el modelo y compararlo con las metas o expectativas de cada grupo de interés que lo conforma, así como de la industria en su conjunto. A partir de las diferencias establecidas, podremos fundamentar las propuestas de mejora, con la intención de orientar las acciones correspondientes hacia el ideal indicado, así como sentar las bases para debatir nuevas propuestas en este sentido.

(1) Para la elaboración de este artículo se contó con el valioso aporte del ingeniero Juan José Navarro Álvarez, supervisor de la División de Distribución y Comercialización de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN.



2. La Matriz Energética y el Proyecto Camisea

2.1 Situación Previa al Proyecto Camisea

En la década de los ochenta, los subsidios estatales a los combustibles (hidrocarburos) favorecieron su utilización, en especial del consumo del Diesel. Fue éste un factor que limitaba el empleo y frenaba el desarrollo de otros combustibles menos contaminantes y/o tecnologías de energías renovables. En adición, el terrorismo originó un gradual alejamiento de la Cooperación Internacional (en algunos casos fue atacada directamente) hacia países con mayor garantía para los expertos y para la ejecución de los proyectos. Del mismo modo, entes promotores como las universidades y ONGs desplazaron, concentraron y/o redujeron su accionar hacia zonas que no se encontraban en estado de emergencia.

Durante la década de los noventa, el Estado Peruano promovió las privatizaciones y/o concesiones del sector energía que, sin llegar a eliminar totalmente los subsidios,

produjeron un sinceramiento de los precios de los combustibles y un renovado interés de los inversionistas en nuevas concesiones del sector hidrocarburos.

Asimismo, se reactivó la promoción de la inversión en el Proyecto Camisea y las expectativas del cambio de matriz energética para el uso de un combustible menos contaminante y de gran disponibilidad en el país.

165

2.2 El Proyecto Camisea y sus expectativas de Cambio en la Matriz Energética

Uno de los factores de cambio decisivo para incorporar el proyecto Camisea a la base de la economía nacional fue la perspectiva de éxito económico que representaba el ahorro de divisas por importar GLP y la reducción en la importación del Diesel en un porcentaje importante. También influyó la reducción de las emisiones de CO₂ al utilizar una energía limpia como el gas natural en reemplazo del Diesel y del petróleo.

Dentro de este contexto, el Gobierno Peruano estableció como objetivo incrementar los beneficios económicos y ambientales logrados por el uso del Gas Natural, ampliando la oferta

del mismo hacia otros aspectos de aplicación, en beneficio de grandes grupos de usuarios o consumidores potenciales. En consecuencia, se priorizó otorgar facilidades e incentivos para la distribución y comercialización de gas natural a nivel comercial, residencial y para el transporte, en la ciudad de Lima y Callao.

Las aplicaciones del gas natural en la pequeña industria, locales comerciales y residencias particulares que empleaban GLP (Gas Licuado de Petróleo) como combustible, deberían generar ahorros de alrededor del 30% del costo por consumo. Igualmente, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero estimada por este cambio se estableció alrededor del 20% respecto de los niveles promedio obtenidos históricamente.

El Gobierno Peruano realizó proyecciones en las que se estimaba que para el año 2006, alrededor de 10,000 familias de Lima Metropolitana, pertenecientes a los niveles socio-económicos medio y bajo, serían usuarios potenciales de la red de distribución de gas natural. Del mismo modo, la misma proyección establecía que para el año 2010, Lima Metropolitana debería contar con más de 70,000 familias usuarias potenciales de la red de distribución señalada.

El elemento clave para promocionar eficazmente el uso del Gas Natural en las aplicaciones industriales, comerciales, residenciales y de transporte previstas y hacerlo parte integral de la vida cotidiana de la población, debió concentrarse en las competencias desarrolladas en producir, transportar y distribuir gas natural bajo un entorno competitivo, de seguridad y cuidado del entorno. Para este propósito, se consideró indispensable posicionar en la comunidad el concepto de confianza, seguridad, economía y limpieza ecológica, asociado al consumo de esta nueva fuente de energía.

2.3 Políticas de Cambio de la Matriz Energética después de Camisea

Una vez efectuada la puesta en operación comercial de Camisea (agosto 2004), los beneficios pudieron notarse inmediatamente.

Las empresas industriales y eléctricas vieron disminuir sus costos de energía y recuperaron la inversión efectuada en la adecuación de instalaciones y equipos muy rápidamente. Este efecto de ahorro se trasladó a su estrategia comercial, otorgándoles ventajas competitivas importantes. Estas últimas generaron un efecto multiplicador de magnitud insospechada, pues rápidamente se manifestó un fuerte interés y una fuerte presión por ampliar la oferta de gas natural disponible hacia nuevos usuarios.

Este renovado interés fue factor clave del crecimiento de la oferta de gas natural, pues impulsó al Estado Peruano a emprender acciones en varios frentes y sobre consideraciones previstas, en un principio, para el largo plazo.

En agosto del año 2004 el Gas Natural llegó a Lima y fue empleado como combustible en la generación de energía eléctrica y en los procesos industriales para la fabricación de vidrio, ceramios y cemento, principalmente. Sin embargo, este consumo era significativamente menor en comparación a la producción en los pozos y la planta de separación.

En vista de ello, el Estado Peruano, producto de las manifestaciones de interés de los grupos económicos que no se encontraron inicialmente favorecidos por las ventajas de contar con un combustible más económico, por un lado, y por el interés de los inversionistas del proyecto de apurar el retorno de su inversión, decidió implementar una política de promoción para el consumo de gas natural, proveyendo el marco legal a las iniciativas de inversión y de consumo más factibles, así como orientando el consumo hacia combustibles menos contaminantes para el medio ambiente.

Por otro lado, existieron también consideraciones políticas y económicas importantes que respaldaron la iniciativa indicada: el ahorro de divisas generado por la reducción de las importaciones de crudo, el interés de mostrar signos de modernidad y correspondencia con los problemas de contaminación y del efecto invernadero generados por el uso de combustibles fósiles y, finalmente, la posibilidad de revisar

algunos términos del contrato celebrado con el Consorcio PERU LNG en cuanto a la exportación del gas natural y sus derivados si se consolidaba un mercado interno fuerte y económicamente atractivo.

Como marco legislativo, el Estado Peruano promulgó inicialmente, en el año 1999, la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (Ley N° 27133). Ahora era necesario otorgar facilidades para que el consumo del gas natural se masificara, otorgando facilidades al Concesionario de la Red de Distribución de Ductos para ampliar la red existente en la ciudad de Lima con el objeto de llegar a más usuarios industriales, a más generadoras eléctricas, a usuarios comerciales (hoteles, restaurantes) y a usuarios residenciales (edificios de departamentos).

Es así como, se establece la prioridad del Cambio de Matriz Energética. Sin embargo, una última opción quedaba por ser explotada: la alternativa de emplear gas natural en el sector transporte.

3. El Sector Transporte y el Potencial del Gas Natural

Los temas energéticos y de sostenibilidad ambiental son dos aspectos importantes y estratégicos que desarrollar para alcanzar el progreso integral. La llegada del Gas Natural de Camisea a la ciudad de Lima y Callao motivó la incorporación de un nuevo combustible disponible para los vehículos de transporte y, por tanto, la posibilidad de masificar su uso en este subsector con las correspondientes ventajas técnicas, económicas y medioambientales. Debemos hacer una reflexión acerca de los principales problemas que aún continúan afectando a este subsector: la antigüedad del parque automotor y su contribución a la contaminación ambiental, la informalidad de algunos actores de este mercado y la falta de actualización de algunas normas vigentes han contribuido a elevar los índices de accidentabilidad en nuestras carreteras, así como al estancamiento y deterioro del parque automotriz.

En este sentido, el desarrollo del subsector transporte terrestre, dentro de la industria del gas natural,

puede entenderse como una de las condiciones prioritarias para salir de la problemática descrita. Las ampliaciones y/o mejoras de infraestructura, capacitación técnica e innovación tecnológica en los sistemas viales de transporte interprovincial e interurbano, medios de transporte públicos o parque automotor privado, transportistas y/o servicios asociados a estos (abastecimiento de combustible entre otros), que supone el proceso de transformación al modelo de uso del gas natural, contribuirá a generar mejores oportunidades para el desarrollo de las capacidades productivas de los grupos de interés involucrados, así como también permitirá atenuar las limitaciones de desarrollo indicadas, permitiendo finalmente, generar un círculo virtuoso de interacciones conducentes a conformar el progreso de nuestra sociedad en su conjunto.

Progresar en este sentido requiere de un conjunto de inversiones tanto en infraestructura y servicios que, a su vez, impulsen otras de carácter productivo, destinadas a la reducción de costos, generación de plazas de trabajo, mejora de la productividad, apertura de nuevos mercados y mejor distribución de la riqueza interna generada. Se trata, pues, de una responsabilidad intersectorial, compleja y que debe sustentarse en la acción propulsora del Estado Peruano en su conjunto, el cual, a través de sus poderes Ejecutivo y Legislativo, debe desarrollar tanto el marco legal dentro del cual se debe desenvolver la acción inversora estatal y privada; así como ha de definir y paralelamente comunicar los términos políticos bajo los cuales se respalda dicho desarrollo.

4. El Modelo de Desarrollo del Gas Natural Vehicular (GNV) en el Perú

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 Transportes.

El Proyecto Camisea, una vez puesto en marcha, significó 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 Transportes 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 Transportes, 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. En ese sentido, 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 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 es lo económico, menos contaminante y disponible 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 conformado 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 socio-económicos 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

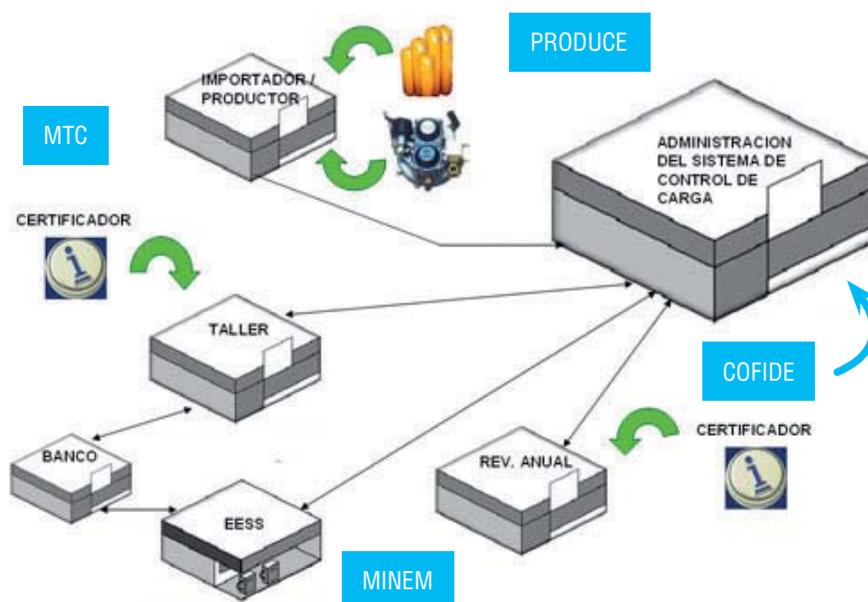
Además de estos objetivos, las metas económicas quedaron igualmente determinadas en la generación del ahorro interno por la reducción de las importaciones de crudo y la retribución económica generada por la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

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 Grafico 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) Control de Oferta y Demanda.

Gráfico N° 01



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 de demanda del gas natural en el mercado interno.

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.

En cuanto al segundo componente del Modelo, relacionado al **marco técnico-normativo** del sub-sector hidrocarburos, el MINEM estableció 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, a

cargo de 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. 006-2005-MINEM; 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 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 pericia 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 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 **control de la oferta y la demanda**. Este proceso lo realiza el Comité de Administración del Sistema de Control de Carga, el mismo que está conformado por representantes de las asociaciones de propietarios de EVP de GNV, talleres de conversión, importadores, representantes y/o productores de partes y dispositivos de GNV y por COFIDE, la entidad administradora.

El sistema indicado no es más que 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. También es oportuno continuar con la difusión de la cultura del Gas Natural Vehicular, respecto a lo cual el OSINERGMIN viene desarrollando una participación activa en todos los foros, seminarios, ferias nacionales e internacionales y, en general, en todas las actividades que promuevan el uso de esta fuente de energía.

5. Resultados Obtenidos

5.1 Crecimiento de la Oferta y Demanda del GNV

De acuerdo a la información reportada por COFIDE, en su calidad de Administrador del Sistema de Control de Carga de las estaciones

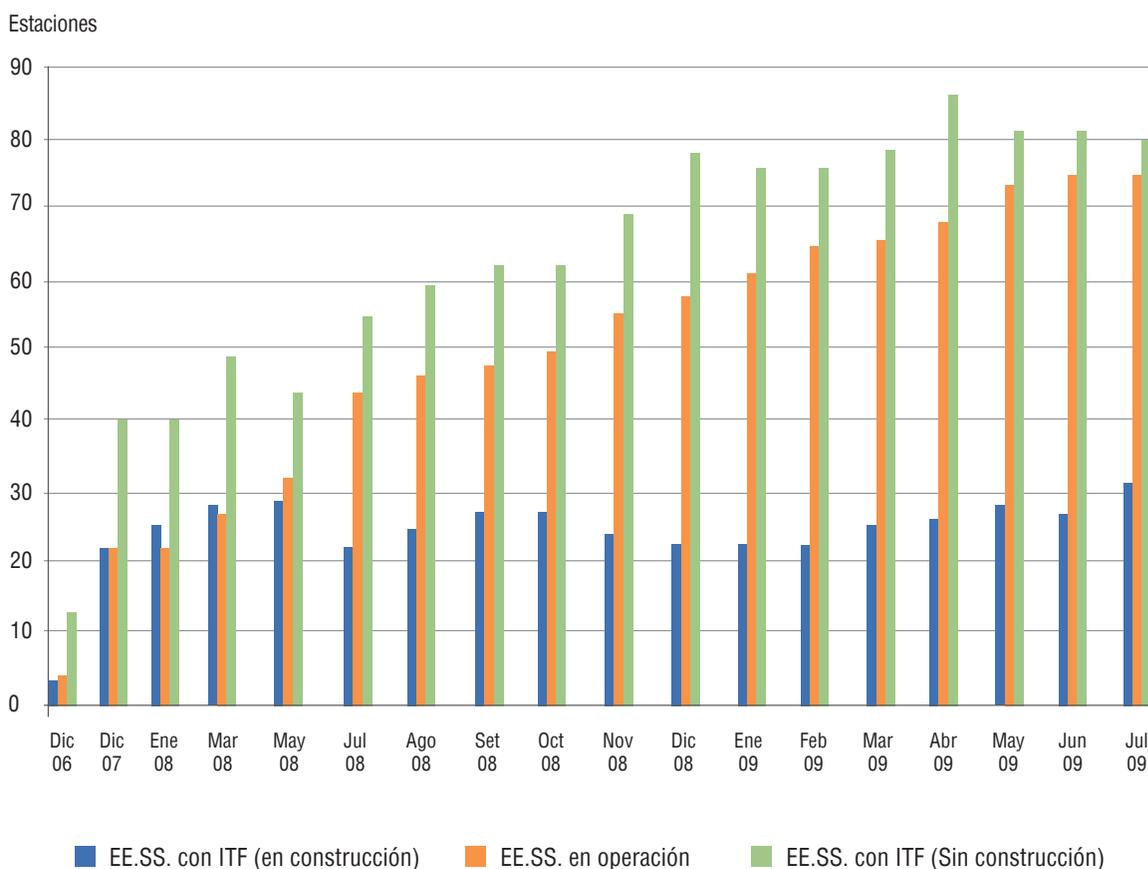
de GNV, desde el inicio del sistema de control de carga ocurrida en Enero de 2006 hasta fines de Julio de 2009, el volumen acumulado de ventas de GNV ascendió a un total de 361'633,833 m3, que representa un monto total acumulado de S/. 506'801,292 hasta dicha fecha.

También es necesario recordar que a fines del año 2005, sólo existían dos estaciones de GNV operando; a fines de julio de 2009 se han incrementado hasta 75 estaciones operativas.

En el gráfico 02 se muestra la progresión que siguió la oferta del GNV, a través de la red de Estaciones de Venta al Público operativas.

Estaciones de Servicio GNV Lima y Callao

Gráfico N° 02



Este gráfico muestra un crecimiento continuo de la oferta, a través de los EVP de GNV operativos, que va proporcionalmente acorde con el crecimiento del número de vehículos convertidos mostrado en el Gráfico 03, y con el número de Talleres de Conversión requeridos para incrementar la demanda mostrada citada en el gráfico 04.

5.2 Resultados de la Gestión Administrativa de Evaluación de Expedientes Únicos GNV

El Gráfico 05 muestra la evolución mensual histórica de la gestión administrativa a cargo de OSINERGMIN, para la evaluación y obtención del Informe Técnico Favorable (ITF), que permitirá obtener la aprobación final otorgada por DGH para la ejecución de un proyecto de GNV.

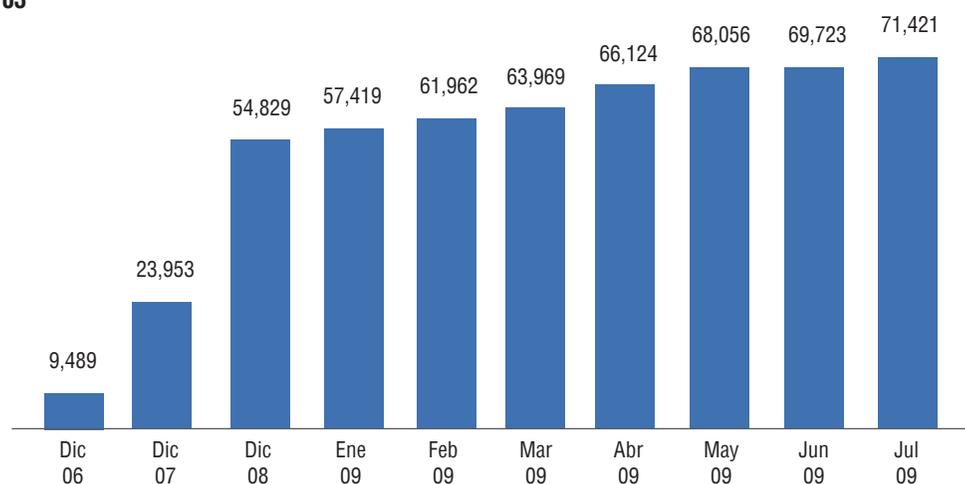
Las proyecciones indican que para finales del año 2009 se contará con 90 EVP de GNV operativos para atender a 85,000 automóviles convertidos, aproximadamente.

5.3 Resultados de la Gestión Administrativa de Evaluación de Expedientes Únicos GNV

El Gráfico 05 muestra la evolución mensual histórica de la gestión administrativa a cargo de OSINERGMIN, para la evaluación y obtención del Informe Técnico Favorable (ITF), que permitirá obtener la aprobación final otorgada por DGH para la ejecución de un proyecto de GNV.

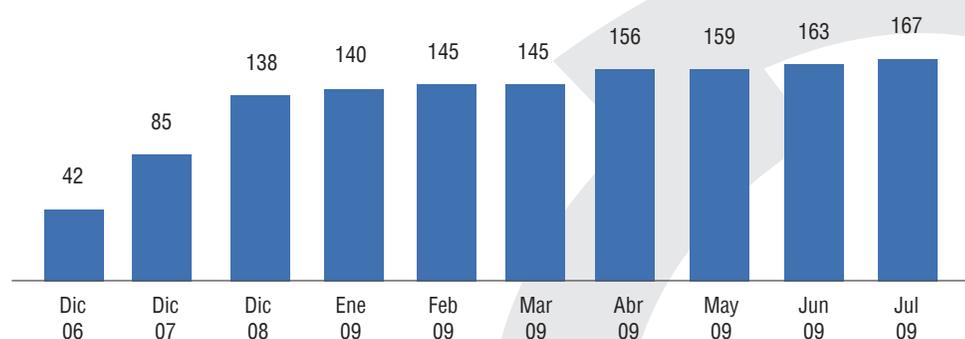
Automóviles convertidos

Gráfico N° 03



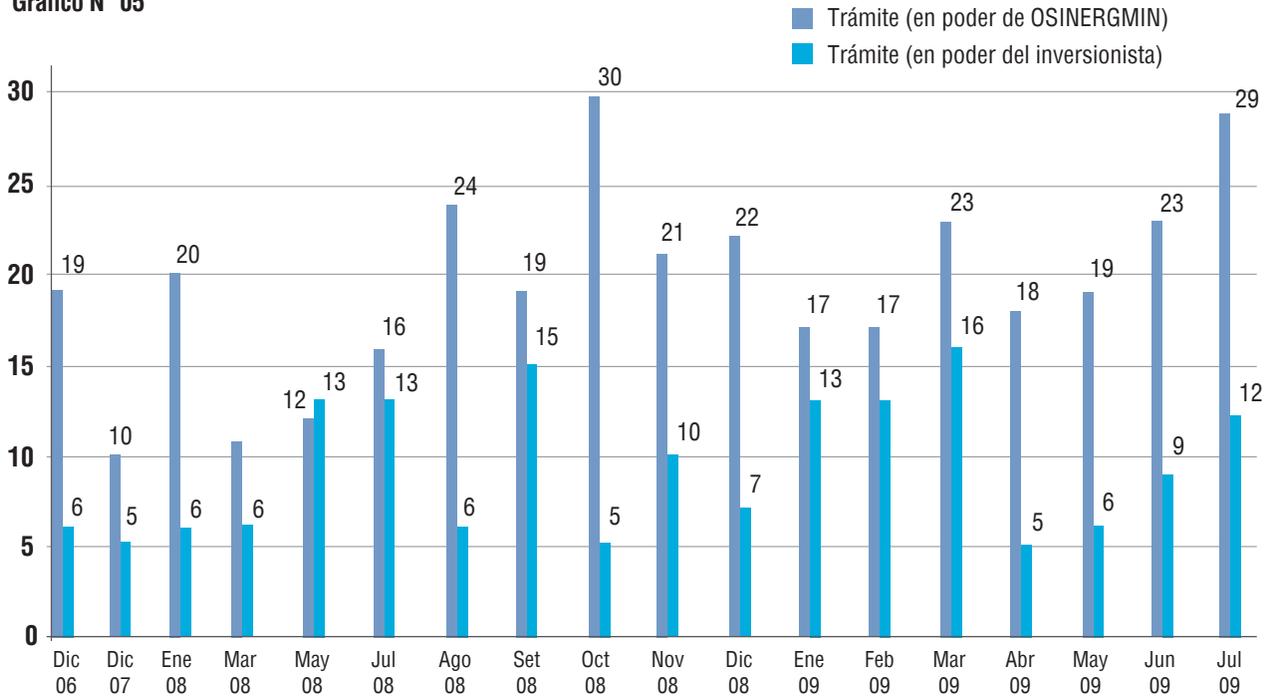
Talleres de conversión

Gráfico N° 04



Proyecto de Gasocentro GNV - Solicitud de ITF

Gráfico N° 05



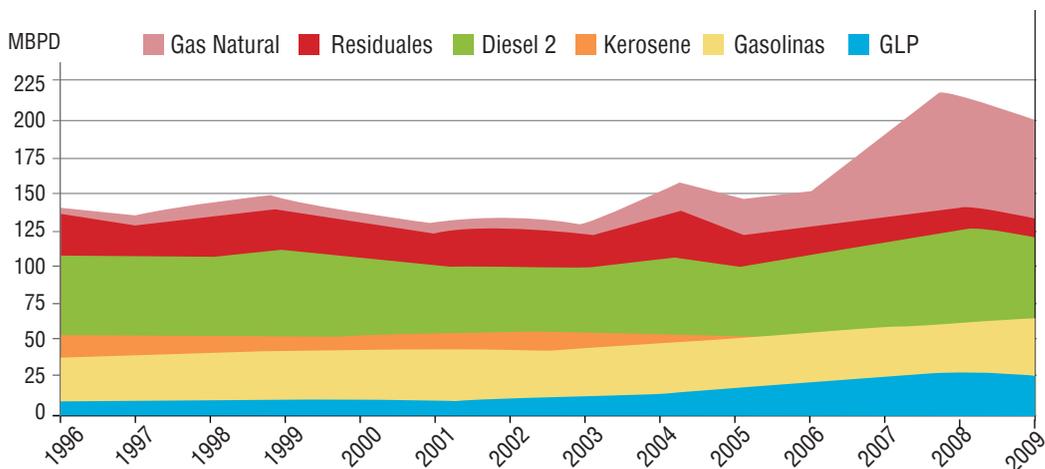
Se puede apreciar que la mayor parte de expedientes se encuentran en poder de OSINERGMIN en lugar del usuario. Esta situación es variable día a día, pero su dinámica se debe a que OSINERGMIN revisa dos veces un mismo Expediente Único (inicialmente para registrar la conformidad del mismo y las observaciones del caso y, luego, al evaluar el levantamiento o justificación de estas observaciones); por otro lado, el inversionista sólo lo tiene en su poder una vez, cuando analiza y presenta el levantamiento de las observaciones que se le hayan formulado.

5.4 Resultados Económicos

El Gráfico 06 muestra el grado de penetración y crecimiento que ha tenido el Gas Natural en el mercado de combustibles, sustituyendo, principalmente, el consumo del Diesel y del GLP. Esta demanda creciente del gas natural (hasta 2008) es mostrada en el Gráfico 07; mientras que el ahorro generado en el sector automotriz para el primer semestre del 2009, por sustitución de GNV en lugar de Gasolina 90 Octanos, se muestra en el Gráfico 08.

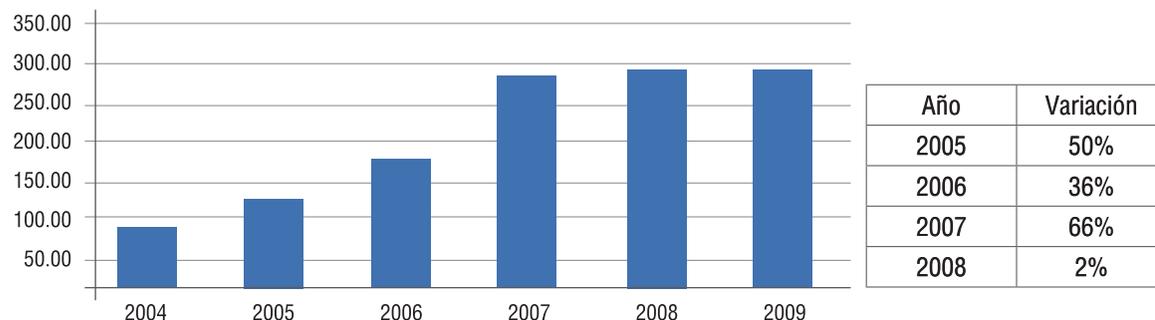
Evolución del Consumo de Combustibles en el Perú (Período 1996-2009)

Gráfico N° 06



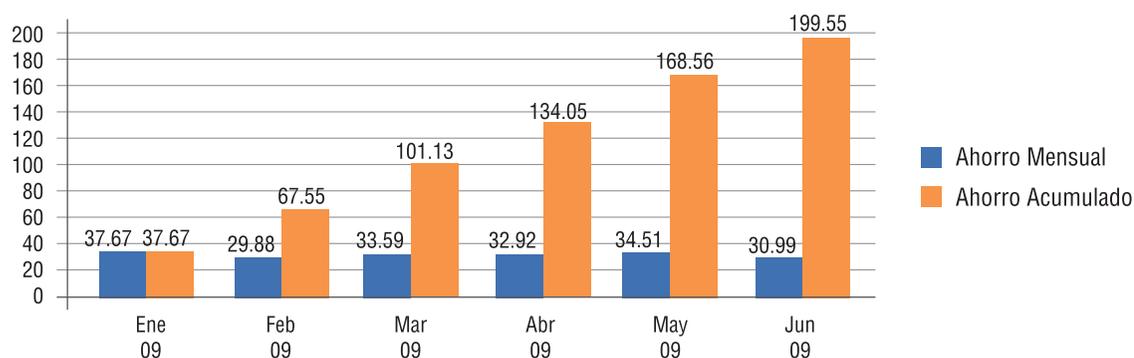
Evolución de máxima demanda de Gas Natural

Gráfico N° 07



Ahorro en el Sector Automotriz Convertido (*) año 2009

Gráfico N° 08



(*) Ahorro comparado con Gasolina 90 octanos

6. Conclusiones

Si bien el éxito logrado hasta el momento por el Gas Natural Vehicular como energía alternativa económica y limpia es innegable y se debe en gran medida al empuje e interés del Estado Peruano en promocionar la inversión y el consumo de este combustible en todos los niveles posibles, existen aún retos y dificultades que afrontar y vencer. Y los mismos se encuentran intrínsecamente relacionados al Modelo de desarrollo descrito, el cual debe evolucionar conforme se adquiera mayor conocimiento y conciencia de las acciones que cada uno de los componentes de este Modelo realiza individualmente o en conjunto.

Estos retos comprenden actividades directamente relacionadas con la acción de los principales actores sobre los factores críticos del Modelo, tales como la certificación de las actividades de instalación y construcción, así como las acciones operativas de los EVP de GNV, hasta actividades relacionadas

indirectamente con el Modelo, como la participación de la sociedad civil.

El Perú ya se encuentra en la era de los combustibles limpios y el Modelo de GNV aplicado en el Perú, deberá continuar con su desarrollo, contribuyendo a formar la imagen de un país interesado por el medio ambiente y por el desarrollo sostenible dentro de la modernidad que involucra su camino al progreso. En este sentido, será necesario mantener una política medioambiental y de precios coherente con los objetivos planteados por la actual política de desarrollo del GNV.

Por otro lado, dentro de las expectativas de crecimiento de la industria del GNV encontramos la incorporación actual de nuevos proyectos relacionados con el Gas Natural Comprimido (GNC) y, a mediano plazo, con el Gas Natural Licuefactado (GNL), los cuales producirán impactos sobre el Modelo de Desarrollo de GNV, el mismo que deberá adaptarse conforme a las necesidades que se produzcan en los próximos años.



Obtención de Gas Natural Licuado Presurizado (GNLP) desde Gasocentros de GNV y Estaciones de Compresión de Gas Natural

HUGO TALAVERA HERRERA
(PERÚ)

Hugo Talavera H.

Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional del Callao, realizó su Maestría con mención en Ciencias en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica en la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con maestría en curso sobre Ingeniería de Aplicación Energética del Gas Natural de la Facultad de Ingeniería Mecánica en la UNI.

Cuenta con más de 10 años de experiencia en las actividades de Hidrocarburos en la Supervisión de obra en zona de Procesos, Almacenamiento y Planta de Ventas de Hidrocarburos. Asimismo, en mantenimiento y construcción de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos, Tuberías para hidrocarburos, entre otras. Actualmente trabaja como Especialista de la División de Distribución y Comercialización de la Gerencia de Gas Natural del OSINERGMIN.

El presente documento plantea promover e incentivar el mayor consumo del Gas Natural¹ a nivel nacional, a través del diseño de un nuevo sistema que permita obtener Gas Natural Licuado Presurizado (GNLP) a partir de un negocio ya consolidado como son los Gasocentros de GNV [2,7] o las Estaciones de Compresión³ de Gas Natural para todo aquel potencial consumidor y/o proyecto que necesite de dicha fuente, pero cuyo acceso a dicho recurso se ve imposibilitado por la inviabilidad del tendido de redes de distribución⁴ de gas natural hacia zonas alejadas o del alcance del Gas Natural Comprimido (GNC).

El almacenamiento del GNLP se realizaría en cilindros con aislamiento de poliuretano inyectado, perlita al vacío u otro medio, ya sea de manera individual o en módulos contenedores. Asimismo, el transporte de los cilindros sería a través de medios convencionales existentes⁵.

Por otro lado, al transportarse en estado líquido se estaría generando mayor volumen de Gas Natural de uso final y sería un producto menos peligroso por estar a menor presión en comparación con el GNC.

(1) Proyecto que participa en COPIMERA 2009 - México, al quedar entre los diez mejores trabajos de CONIMERA 2009, Perú.



Lo resaltante de la propuesta es que elimina el margen de ganancia de una Planta de Licuado debido a que no se necesitaría de la misma; asimismo, elimina los costos del almacenamiento del Gas Natural Licuado (GNL) luego de transportado, debido a que el mismo se manejaría a condiciones de presión y temperatura cercanas a su punto crítico y en la línea de burbuja, permitiendo una fácil regasificación y transferencia hacia los puntos de consumo, por ser un producto que contaría con fuerza de impulsión propia.

Por lo tanto, el proyecto ofrece una opción adicional de ingresos a los empresarios que apostaron por el Gas Natural en el país y permitiría acceder a nuestro principal recurso a todos aquellos potenciales usuarios residenciales, comerciales e industriales alejados de las redes de distribución del gas natural.

1. Introducción

La instalación del Gasoducto de Camisea ha permitido aprovechar el uso de uno de nuestros principales recursos naturales pero de manera limitada, es decir, que en la actualidad los únicos beneficiados con el Gas Natural son aquellas empresas o usuarios que tienen el privilegio de que las redes de ductos

estén tan próximas o disponibles a sus instalaciones o viviendas de manera que sea factible su conexión a dichas redes para la utilización de este recurso, sin embargo este beneficio no alcanza a las zonas o centros poblados que por la distancia existente no es factible extender las redes del gasoducto.

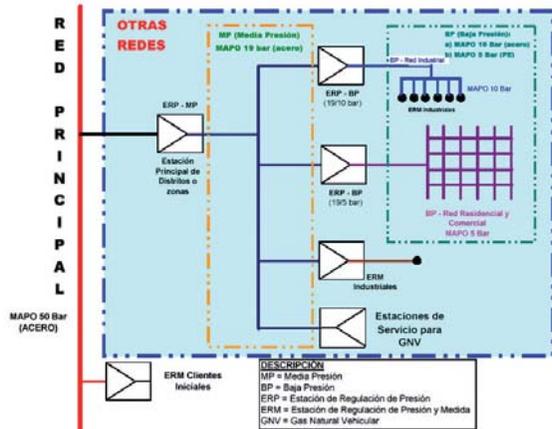
Actualmente la distribución por redes de Gas Natural en el Perú se encuentra en pleno desarrollo con la Concesión de Lima y Callao⁶; asimismo, la alternativa más cercana es el Gas Natural Comprimido (GNC), sin embargo tiene un radio máximo de acción de 300 km. Por otro lado, el GNL se estima que empezará a usarse cuando entre en funcionamiento las plantas de licuado para uso interno.



Mapa del Recorrido de los Ductos del Proyecto Camisea

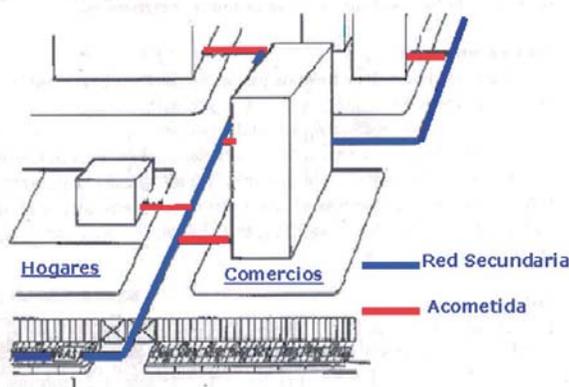


Esquema Conceptual del Sistema de Distribución



178

Suministro de Gas Natural en Redes Locales



2. Planteamiento del Problema

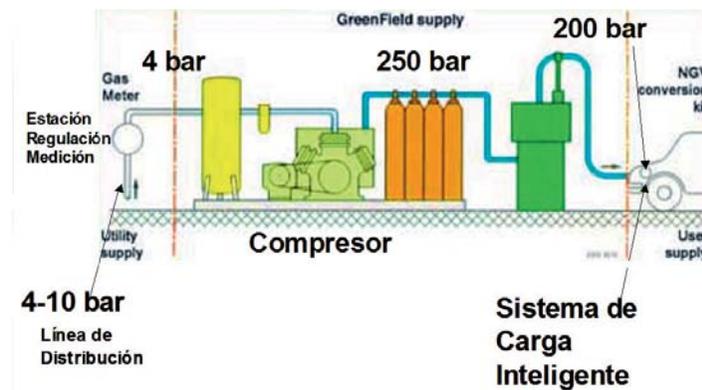
¿Es posible brindar un combustible más rentable y menos contaminante que los combustibles alternativos usados en los puntos alejados a las redes de distribución de Gas Natural en el País o del alcance del GNC?

En la actualidad existen tiempos muertos o sin uso del Compresor que en caso de los Gasocentros de GNV está supeditado al tiempo existente entre el máximo y el mínimo valor de presión de almacenamiento requerido para el normal despacho a los vehículos de GNV. Cabe resaltar que en función al crecimiento de la oferta con nuevos Gasocentros de GNV estos tiempos se irán incrementando.

Para el caso de las Estaciones de Compresión los tiempos muertos o sin uso del Compresor está supeditado de manera similar a los Gasocentros de GNV pero dirigido al almacenamiento de módulos contenedores o recipientes de almacenaje.

Asimismo, el uso domiciliario, comercial e industrial del Gas Natural se encuentra restringido en el Perú a causa de la dependencia de las redes de distribución de Gas Natural [8], cuyo alcance es limitado y solo beneficia a los que se encuentran cerca de las redes o dentro del radio de acción del GNC.

Esquema de Una Gasocentro



Sistema mecánico del Gasocentro

Un Gasocentro de GNC, consta de tres subsistemas bien definidos, ubicados en forma posterior a la etapa de regulación y medición:

- Compresión.
- Almacenamiento
- Despacho

Subsistema de compresión.

- El Gas Natural es comprimido hasta 200 – 250 bar.
- Puede trabajar a electricidad o a gas natural.

Subsistema de almacenaje.

- Batería de recipientes a presión (botellas).
- Cuenta con sistemas contra la corrosión en los puntos de contacto con los apoyos.
- Instalados en recintos especiales.

Subsistema de despacho

- Sistema de corte del suministro a una presión de 200 bares.
- Instalación eléctrica clasificada según NFPA 70.
- Mangueras aptas para operar a 200 bares.
- Sistema de Control de Carga Inteligente (SCCI).

3.Propuesta de Solución

Se podría obtener Gas Natural Licuado Presurizado (GNLP), desde un negocio ya consolidado como son los Gasocentros de GNV o las Estaciones de

Compresión de Gas Natural, a través de un proceso de pre-enfriamiento del Gas Natural Comprimido, seguido de una expansión aplicando el principio de Joule Thompson, hasta conseguir la licuefacción del mismo a condiciones de presión y temperatura cercanas a su punto crítico y a la línea de burbuja. Este nuevo producto se convertiría en una alternativa rentable en comparación con los actuales combustibles alternativos en puntos alejados de las redes de distribución de Gas Natural, generando polos de desarrollo y abriendo mercados [9] para promover e incentivar el mayor consumo del Gas Natural.

4. Variables de Investigación

4.1 Variable Dependiente

La variable dependiente en el presente proyecto es:

- Obtención del GNLP.

4.2 Variables Independientes

Las variables independientes en el presente proyecto son:

- Características termodinámicas del proceso.
- Rentabilidad del GNLP.

4.3 Variables Intervinientes

Las variables intervinientes en el presente proyecto están relacionadas al:

- Marco regulatorio del GNC / Gas Natural Licuado (GNL).
- Costos del GNC / GNL.

5. Objetivos

5.1 Objetivo General

- Promover e incentivar el mayor consumo del Gas Natural a nivel nacional.

5.2 Objetivos Especificos

- Generar polos de desarrollo en el uso del Gas Natural.
- Mejorar la rentabilidad de las industrias, comercios y viviendas que actualmente no usan Gas Natural.
- Disminuir el impacto negativo al medio ambiente.
- Mejorar la calidad de vida de la población.

6. Importancia

Este proyecto es de importancia tanto para la tecnología como para la sociedad:

6.1 Relevancia para la Tecnología del Tema Propuesto

Este proyecto revierte relevancia para la tecnología en el diseño de un nuevo sistema que permita obtener Gas Natural Licuado Presurizado a partir de un negocio ya consolidado como son los Gasocentros de GNV o las Estaciones de Compresión de Gas Natural, asimismo del diseño de cilindros que permiten optimizar el volumen de Gas Natural de uso final por cada contenido de cilindro con GNLP, involucrando directamente la disminución del peso y cantidad de materiales a emplearse en

su fabricación a consecuencia del manejo de menores presiones en comparación con el GNC.

6.2 Relevancia para la sociedad del tema propuesto

Este proyecto revierte para la sociedad beneficios principalmente en el abastecimiento de gas natural en zonas alejadas de gasoducto de Camisea, lográndose de esta manera promover e incentivar el uso del Gas Natural, asimismo incrementa la seguridad, debido a la disminución del riesgo a causa del manejo de bajas presiones en el almacenamiento, transporte y abastecimiento de Gas Natural a través de ductos locales o consumo directo.

7. Justificación

Promover e incentivar el mayor consumo de Gas Natural en el Perú, acelerando el cambio de la matriz energética al Gas Natural con el uso de una energía rentable, que mejore la calidad de vida de la población y que disminuya el daño al medio ambiente originado por el uso de combustibles más contaminante que el Gas Natural.

8. Antecedentes de la Investigación

Al respecto no se ha encontrado tecnología existente, sin embargo un sistema similar es el tema de los gasoductos virtuales[10] desarrollado por la compañía Galileo de Argentina, nombre al que sus autores refieren debido a que argumentan que a pesar de que no se invierte en un costoso gasoducto, finalmente el usuario recibe el suministro de gas natural como si tal gasoducto existiera. Esto se logra a través de botellas que almacenan el Gas Natural a presiones de 250 bares aprox. y en módulos de aprox. 36 cilindros con un peso aprox. de 7 toneladas por módulo.

Este sistema de transporte de Gas Natural alcanza un radio de rentabilidad máximo de 250 a 300 km, es decir, más allá de esas distancias en antieconómico,

dado que el mayor costo se origina por el transporte de gran cantidad de acero, asimismo, los recipientes almacenan Gas Natural a elevadas presiones, generando con ello un elevado potencial de riesgos por donde transitan.

Transporte de GNC a través de módulos contenedorres



Fuente: Galileo (Argentina)

Asimismo existe la tecnología de Neo Gas de Brasil, que usa cilindros de GNC descargadas a través de fluido hidráulico por la parte inferior de dichos cilindros, dicho fluido actúa como un pistón no miscible con el GNC. Los cilindros de NEOGAS almacenan el Gas Natural a presiones de 220 bares aprox. y con un peso aprox. de 150 kg. por cilindro.

Transporte de GNC a través de módulos contenedorres

TRANSPORTE DE GNC A TRAVES DE MODULOS CONTENEDORES



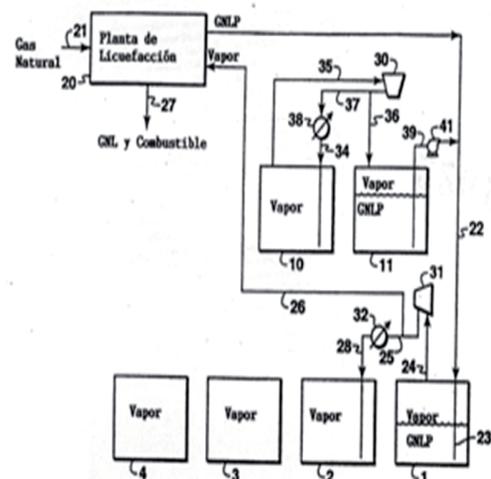
Fuente: Neo Gas (Brasil)

Como tecnología similar a la propuesta se ha encontrado la siguiente patente:

<http://www.patentesonline.com.mx/metodo-para-cargar-gas-natural-licuado-y-presurizado-gnlp-en-contenedores-77315.html>

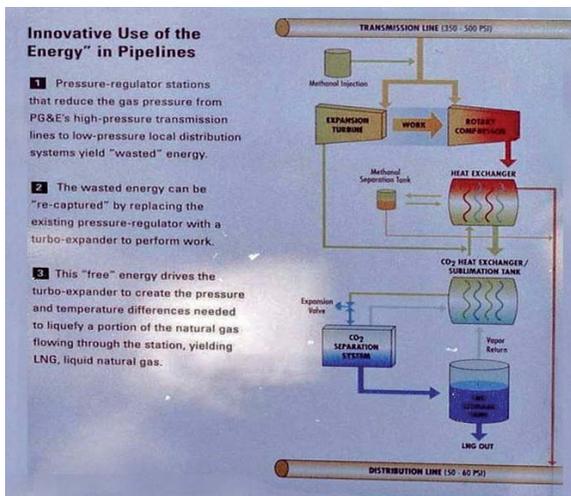
Respecto a la cual se describe un método para cargar gas natural licuado presurizado (GNLP) dentro de una pluralidad de contenedores (2, 3, 4) que contienen

vapor a presión, en donde los contenedores (2, 3, 4) se cargan en secuencia. Los contenedores pueden estar en la costa o a bordo de un barco u otro recipiente de transporte oceánico. Como un primer paso, el gas licuado se introduce en los contenedores (2, 3, 4), descargando de esta forma el vapor de estos. El vapor descargado de los contenedores se pasa a tanques de almacenamiento auxiliarse que comprenden un primer tanque y un segundo tanque. El vapor en al menos uno de los tanques se descarga y se pasa a un medio de utilización de vapor tal como una planta de licuefacción para licuar el vapor o a una máquina o turbina para usar el vapor como combustible. El flujo de fluido hacia y desde los tanques primero y segundo se regula para asegurar que la tasa de flujo total de vapor hacia el medio de utilización de vapor permanece a una tasa de flujo relativamente constante



Este proceso corresponde a la reutilización de los vapores generado por el GNL en una Planta de Licuefacción o de los Buques que transportan GNL y necesitan ser cargados nuevamente de producto pero que contiene vapores de gas natural en su interior.

Otro proceso patentado es la licuefacción aprovechando la necesidad de regular la presión desde un Sistema de Transporte a un Sistema de Distribución:



9. Metodología

La técnica base utilizada para el desarrollo del presente proyecto es "SESRA", es decir, Situación Existente, Situación Requerida y la Alternativa:

Situación existente

Uso domiciliario comercial e industrial del Gas Natural restringido en el Perú a causa de la dependencia de las redes del gasoducto de Camisea o del alcance del GNC.

Situación requerida

Promover e incentivar el mayor consumo de Gas Natural en el Perú.

Alternativa

Obtener Gas Natural Licuado Presurizado -GNLP.

La metodología a emplearse sería a base de cálculos termodinámicos bajo el Proceso Joule Thompson, con uso de un simulador de reconocido uso en la Industria del Gas Natural, así como, un análisis técnico-económico que demuestre sus ventajas frente a otras formas convencionales de distribución y comercialización del Gas Natural.

9.1 Diseño

El diseño estará conceptualizado desde el sistema de licuado para obtener el GNLP a partir del Gasocentro de GNV o Estación de

Compresión, hasta el almacenaje en cilindros del GNLP.

9.1.1 Sistema de Licuado para obtener el GNLP:

El cual requeriría de un Módulo Complementario de Refrigeración para licuar el GNC proveniente del compresor y almacenarlo en un tanque criogénico.

9.1.2 Sistema de envasado de GNLP

El cual consistiría en el diseño del sistema de transferencia del GNLP del Módulo Complementario de Refrigeración hacia los cilindros para su almacenaje, considerando las conexiones requeridas, las velocidades de llenado del GNLP y el comportamiento en función al tiempo del producto almacenado. Dicho sistema sería recomendable hacerlo por desnivel utilizando la gravedad desde el almacenaje del producto licuado a los cilindros de almacenamiento de GNLP.

9.1.3 Cilindros de almacenamiento de GNLP

Los cuales consistirían en cilindros concéntricos aislados entre sí con poliuretano inyectado, perlita al vacío u otro medio conocido.

Debido a que se está almacenando GNLP (estado líquido), la presión de almacenamiento hace que el peso y la cantidad de material a emplearse en la fabricación de los cilindros sea menor en comparación con otras tecnologías como el GNC. Asimismo, se estaría manejando un producto menos peligroso debido a menor presión en el recipiente.

9.1.4 Sistema de transporte de GNLP:

El cual consistiría en unidades móviles para cargar los cilindros de almacenamiento descritos ya sea de manera individual o a través de módulos contenedores, con lo cual el sistema de transporte podría ser cualquier medio convencional.

9.1.5 Sistema de abastecimiento de gas natural:

Los cilindros descritos serían la fuente de alimentación de los Gasoductos Locales, es decir, de las redes de tuberías que se instalarían en zonas alejadas del gasoducto de Camisea, para el abastecimiento domiciliario comercial e industrial, disponiéndose de un sistema de regasificado natural debido a las características del producto almacenado

9.1.6 Detalles específicos del diseño:

Primer Paso:

Aplicar el método propuesto para lograr el licuado del GN, es decir, incorporar un Módulo de Refrigeración complementario que permita bajar la temperatura isobáricamente en el almacenaje en los cilindros de GNC desde aprox. 25°C (temperatura ambiente) hasta los -65°C. Luego expandir el gas a través de expansores isentrópicos o válvulas isoentálpicas desde los 250 bar hasta aproximadamente los 34 bar estimados, llegando a condiciones de presión y temperatura cercanas a su punto crítico y en la línea de burbuja (liquido), almacenando el GNLP en un tanque criogénico.

Segundo Paso:

Diseñar el sistema de envasado, es decir, las conexiones del tanque de GNLP a los cilindros y establecer las velocidades de llenado del mismo a los cilindros. Dicho sistema sería recomendable hacerlo por desnivel utilizando la gravedad desde el almacenaje del producto licuado a los cilindros de almacenamiento del GNLP.

Tercer Paso:

Diseñar el sistema de almacenaje del GNLP en cilindros y analizar el comportamiento termodinámico del producto, asimismo evaluar la transferencia de calor con el medio ambiente.

9.2 Procesamiento

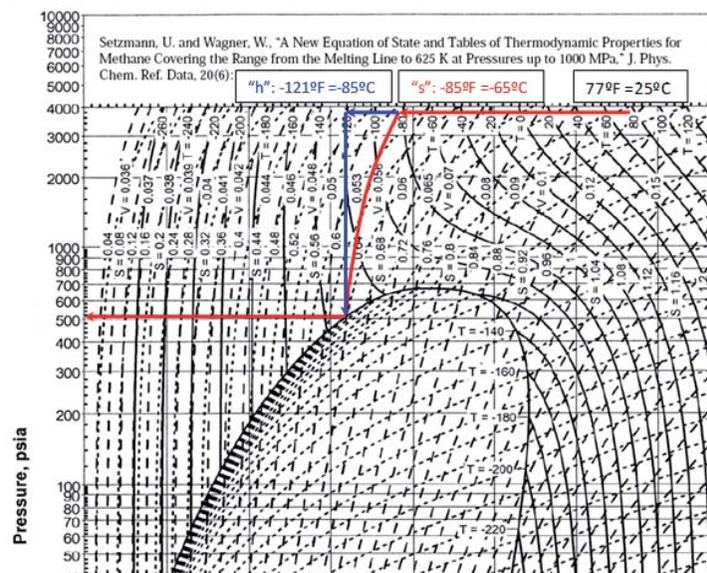
Para determinar el comportamiento físico del producto y las características del sistema, se utilizaría un Simulador de reconocido uso en la industria del Gas Natural.

9.2.1 Detalles específicos del procesamiento:

Primera etapa:

Simular la refrigeración del GN a través del

Diagrama Presión – Entalpía del Metano Planteamiento Termodinámico:



Fuente: Engineering Data Book (GPSA) 12ava. Edición - 2004

Módulo Complementario de Refrigeración y la expansión para obtener el producto (GNLP) que se envasaría en los cilindros. Los datos obtenidos se procesarán a través registros computacionales.

Segunda etapa:

Los datos obtenidos de la simulación del sistema de transferencia del GNLP del Tanque criogénico hacia los cilindros para su almacenaje, serán levantados a un registro computacional.

Tercera etapa:

El licuado y envasado se realizaría dentro de la Estación de Compresión o Gasocentro, una vez obtenido el GNLP en los cilindros se procedería a transportarlo a la Industria consumidora. Estos cilindros serían la fuente de alimentación para uso directo o de los gasoductos locales para que se conecten los usuarios domiciliarios, comerciales e industriales, masificando así el uso del gas natural en el país, para lo cual la data a registrarse en medios computacionales sería alimentada tanto de las características del sistema de transporte que se utilice, así como del sistema de abastecimiento a emplearse, siendo esta etapa solo referencial para describir el comportamiento del GNLP en función a la ruta, movimiento del vehículo, centro de gravedad, carga útil de la unidad, medio de regasificación y capacidad de abastecimiento del Gas Natural.

9.3 Análisis

Con la data obtenida del procesamiento de datos se establecerá las características del diseño de los cilindros, es decir que se evaluará el comportamiento de las diferentes variables analizadas para establecer los rangos de operación y determinar el uso de los materiales a emplearse en el diseño propuesto.

Se verá las ventajas de almacenar el gas natural en su estado líquido en el cilindro propuesto, tanto desde el punto de vista volumétrico como producto de uso final, así como lo relacionado a las características estructurales de los cilindros a diseñarse, contra lo que ofrece el almacenamiento del gas natural comprimido en botellas, en función de la data obtenida en

los cilindros de GNLP y de la data existente en el mercado para botellas de GNC.

9.3.1 Detalles específicos del análisis:

Los datos se estiman obtenerse del sistema de licuado del GNC es decir, del resultado de enfriar y expandir el gas natural comprimido, con estos datos se partirá para poder establecer las condiciones de diseño del módulo de refrigeración y del sistema de expansión.

Se precisará la temperatura que debe de manejarse en el módulo de refrigeración y los rangos de operación del expansor o válvula, así como las velocidades de llenado de los cilindros en función al análisis de los datos simulados.

Luego del envasado del GNLP, el siguiente paso es muy sencillo, pues se debe analizar la forma de cómo transportar los cilindros, lo cual se estima que podría ser a través de cualquier medio convencional, dado que se trata de cilindros modulares.

Finalmente, los cilindros serían la fuente de alimentación directa o de gasoductos locales, en los cuales se contaría con un sistema de descompresión y regasificado natural que permita expandir el gas natural de su estado líquido a gaseoso a una presión mínima de servicio industrial, domiciliario y comercial, para que se conecten los usuarios finales, masificando así el uso del gas natural en el País.

10. Análisis Técnico - Económico

Para el Análisis Técnico - Económico, se han asumido parámetros dentro de las buenas prácticas de ingeniería: Para este caso se ha considerado como ejemplo, la necesidad de una empresa ubicada a 500 Km. de distancia y a la cual suministraremos GNLP a través de módulos contenedores en un medio de transporte terrestre con un solo viaje por día en función a las necesidades de dicha empresa.

Las dimensiones de los cilindros se han estimado, asimismo se ha estimado el factor de conversión a

Gas dado que dicho factor en el GNL convencional es de 1 a 600 veces.

Dimensiones del cilindro:

Altura	1,69	m
Ancho	0,37	m
Volumen de LNG	0,2	m3
Es decir:	181,71	litros
Factor de conversión a Gas:	500,0	veces
Volumen de Gas Natural	90,9	m3
Peso aproximado (Botella)	50,0	Kg
Peso aproximado (LNG)	81,8	Kg
Densidad	0,45	Kg/lit
Peso Total del Cilindro	131,8	Kg
Nº de Botellas por Rack	20(4x5)	
Nº de Racks por camión	6	
Volumen por viaje	10.902,63	m3
Nº de viajes al día	1	
Volumen por día	10.902,63	m3

Asimismo, se ha estimado algunos parámetros de costo de equipos y accesorios:

Costos de equipos y accesorios	
Módulo refrigeración	US\$ 150.000,00
Medio Transp.	US\$ 120.000,00
Módulo Licuef.	US\$ 80.000,00
Módulo Transporte (*)	US\$ 40.000,00
Accesorios y Sist.	US\$ 20.000,00

(*) Costo por módulo

Efic. de transferencia de masa	75%
Días de venta	360
Recorrido ida (km)	500

Para el Medio de Transporte:

Precio Petróleo	10	Soles/gln
Rendimiento	20	km/gln

El tipo de cambio se ha asumido en 3 S/. por cada US \$ y los precios de compra y venta de Gas Natural son referenciales

Costo del Gas Natural de venta a un Gasocentro:
S/. 0.40 / m3.

Precio de venta de un Gasocentro:
S/. 1.39 / m3.

El Análisis Técnico-Económico, nos muestra un valor de rentabilidad respecto a una tasa de descuento asumida de 12% anual:

VAN	S/. 4.251.700
Tasa Anual	12,00%
TIR Anual	89,50%

Al observar el flujo contable del proyecto se aprecia que el retorno de la inversión se da incluso a partir del segundo año, lo cual hace muy atractivo al proyecto.

Por otro lado, los costos asumidos en equipos y accesorios han sido afectados por un factor de exceso para ver la elasticidad del proyecto, es decir que ese factor simula incrementos de lo asumido en porcentajes del 10%, 20% hasta 220% sin que el proyecto pase a un VAN negativo, es decir, que los precios altamente asumidos pueden hasta duplicarse sin que el proyecto sea afectado en el periodo estimado de 5 años.

El Periodo estimado es para ofrecer al inversionista un panorama de corto alcance en la recuperación de su capital de trabajo, haciendo hincapié que la inversión principal se encuentra en periodo de recupero al haber apostado por un Gasocentro o una Estación de Compresión y que lo presentado aquí es solo un ingreso adicional a lo que se proyectó originalmente.

11. Conclusiones

Es posible el enfriamiento del GNC a través de un módulo complementario de refrigeración del Gas Natural y el licuado del mismo por el efecto Joule Thompson a partir de la energía brindada por el compresor de un Gasocentro o Estación de Compresión.

La tecnología de almacenamiento y transporte del GNLP en recipientes aislados a pequeña escala es similar a los utilizados en los camiones tanque/ cisterna que transportan GNL a granel en países desarrollados.

12. Recomendaciones

Para acelerar la masificación y la factibilidad del presente proyecto es recomendable que el gobierno

promueva o facilite el mercado de cilindros a utilizarse.

Asimismo, es recomendable que los gobiernos regionales promuevan o faciliten la extensión del presente proyecto para la alimentación de redes locales de distribución para generar polos de desarrollo.

El Colegio de Ingenieros del Perú podría promover y liderar la experimentación en una estación prototipo del presente proyecto.

13. Bibliografía

Normas, códigos, estándares, revistas y otros:

- [1] INDECOPI: NTP 101.001-2002 Gas Natural Seco. Terminología Básica. 1era. Edición.
- [2] INDECOPI: NTP 111.019-2004 Estación de GNV. 1era. Edición.
- [3] INDECOPI: NTP 111.020-2004 Compresores de estaciones GNV 1era. Edición.
- [4] MINEM: Reglamentos del sector Hidrocarburos.

Páginas WEB consultadas:

- [5] Ministerio de Transportes y Comunicaciones: www.mtc.gob.pe
- [6] Ministerio de Energía y Minas: www.minem.gob.pe
- [7] Cámara Peruana de Gas Natural Vehicular: www.cpgnv.org.pe
- [8] Organismo Superv. de Inversión en Energía y Minería: www.osinerg.gob.pe
- [9] Organización Latinoamericana de Energía: www.olade.org.ec
- [10] Galileo en el primer proveedor nacional de equipamiento para el GNC: www.galileoar.com/2005/castellano/galileo.htm

Régimen Tarifario y Sistema Energético





Las Tarifas de Distribución de Gas Natural en el Perú Marco Conceptual

LUIS ESPINOZA QUIÑONES
(PERÚ)

Luis Espinoza Q.

Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con estudios completos de Maestría en Energética de la UNI. Es también Magister en Administración de Negocios de ESAN y tiene estudios de Postgrado en Regulación del Gas Natural en PDVSA -Venezuela- y estudios de Postgrado en Planificación Energética UFRJ -Brasil.

Con 19 años de experiencia en regulación de temas energéticos. Ha sido Asesor de la Alta Dirección del Ministerio de Energía y Minas en temas de regulación energética, principalmente en lo aplicable al Proyecto Camisea. Actualmente se desempeña como Gerente de la División de Gas Natural en la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN.

1. Introducción

En este artículo se presenta de manera simplificada la forma en que se determinan las tarifas de distribución del gas natural en el Perú, con especial énfasis en el caso de la fijación de tarifas en Lima y Callao durante el primer periodo de regulación (2004 a 2008).

La regulación de redes de servicios públicos (electricidad, agua y desagüe, telefonía fija y gas natural) que abastecen a una variedad de usuarios tiene el problema de definir la tarifa que cada cliente debe pagar por el servicio brindado. Todos los esquemas regulatorios tratan de ajustar los ingresos tarifarios a los costos regulados a la empresa monopolista, pero difieren en la forma como se estructuran las tarifas por cada cliente.

No existe un método único para asignar los costos a pagar por cada tipo de consumidor, ya que, cada servicio público tiene características que definen la metodología más apropiada. Por ejemplo, en el caso de la distribución eléctrica en el Perú se pueden determinar dos costos medios tipo, uno por la red de media tensión y otro por la red de baja tensión, de tal forma que las tarifas se estructuran para que el cliente pague según el punto de conexión a la red (si un cliente se conecta en media tensión



sólo pagaría dicha red mientras que un cliente de baja tensión pagaría la suma de los dos costos medios).

Adicionalmente, los costos medios de distribución eléctrica en media y baja tensión se reasignan por cada tipo de cliente, es decir de acuerdo a la forma como el cliente participa en la demanda de punta del sistema de distribución, penalizando a aquellos que producen incremento en la inversión.

Es necesario tener en cuenta que la demanda eléctrica es de naturaleza instantánea y, por tanto, la red de distribución debe ser capaz de transportar el consumo requerido en cada instante, pero la demanda a través de la red cambia debido a que no todos los clientes consumen su máxima demanda eléctrica en un instante dado. Otra peculiaridad de la electricidad es que ésta no tiene un sustituto de la misma calidad del producto y si lo tuviera (como el caso de la auto producción con un alto margen de reserva) su costo sería muy alto (inversión más combustible más mantenimiento) y en la práctica es como si no existiera límite.

Por lo tanto, en el caso de la distribución eléctrica, definir una metodología de determinación de tarifas de distribución, ya sea por la forma en que se comporta el consumo máximo del cliente dentro de la demanda máxima del sistema u otro que podría ser de distribución del costo según la

reacción del consumo del cliente ante el cambio en los precios (elasticidad de la demanda al precio), resultaría irrelevante en cuanto al precio final, ya que, la electricidad no tendría el problema del límite máximo que se podría cobrar sin alentar la sustitución.

En el caso de las redes de distribución de gas natural, existen redes de alta, media y baja presión que abastecen a muchos tipos de clientes, entre ellos a Generadores Eléctricos, Industrias, Estaciones de Servicio de GNV, Comercios y Residencias. Para algunos tipos de clientes la presión es muy importante (Generador Eléctrico, Industria y GNV) ya que el contar con una presión mínima garantizada le permite utilizar aparatos de consumo de menor costo y de mejor rendimiento, ello origina ahorros al cliente en su instalación y uso interno.

Pero el diseño de una red de gas debe contemplar dos variables muy importantes: el flujo de gas (m^3/h o millón de $pc/día$) y la presión de entrega (bar o psi). Además, al ser el gas natural un fluido compresible (similar al aire), dependiendo de la red (diámetro y presión de operación de la tubería), se puede tener gas almacenado en la red que sirve para responder a los cambios súbitos de la demanda horaria, por consiguiente, parte de esa red se diseña para periodos mayores a la hora, mientras que otros son de respuesta rápida.

Adicionalmente, el gas natural tiene un uso mayormente calórico (uso en máquinas térmicas) y, por consiguiente, existen muchos sustitutos económicos hoy en el mercado nacional, como el GLP, Diesel, Gasolina, Residual y Carbón, los cuales requieren de una menor inversión en la infraestructura de la cadena de suministro y, por tanto, un bajo costo de acceso comparado con el gas natural.

Por ejemplo en el caso del cliente residencial, el precio del gas natural no puede superar el costo del GLP menos los costos de conversión, y debido a que este último es un costo fijo se requiere de un número de años para amortizar la inversión de conversión del cliente.

La metodología que se ha usado para determinar los precios del gas natural aplicable a cada tipo de consumidor se basa en el límite máximo que el precio del gas natural tendría dado por el precio de los sustitutos, y en el concepto del ahorro que podría ofrecerse a un tipo de cliente de manera objetiva. Esta metodología refleja el criterio racional que sigue una empresa privada sin una regulación específica. A modo de ejemplo se puede mencionar que la empresa distribuidora de Gas Natural de Santiago de Chile (Metrogas), que no tiene precios regulados para el gas natural, establece precios totales para cada tipo de cliente de acuerdo al combustible sustituto, de tal forma que ofrece a los clientes un precio del gas natural igual al precio del sustituto, menos un descuento (que puede llegar al 10%).

Podemos señalar que el mecanismo adoptado en la regulación de precios de distribución en Lima y Callao se aproxima a la metodología de determinación de precios denominada “Precios Ramsey”, pero que ha sido adaptada a las condiciones propias del desarrollo del negocio del gas natural en el país.

De acuerdo con lo anterior, en lugar de determinar una demanda convencional en forma econométrica (teniendo presente que no existe el suficiente registro o experiencia nacional), se ha estimado la demanda de gas natural en base al precio de los sustitutos y de los costos de conversión.

Una vez determinada la disposición a pagar por cada fuente de energía alternativa y el ahorro que

otorgado a los usuarios como incentivo al uso del gas natural (dependiente del costo de la red de distribución), se determina la función de ingreso de la empresa regulada que, a la vez, es la función de gastos de los consumidores. Establecida la función de ingreso, se determina un cargo fijo (por estar conectado) y variable (por el consumo) siguiendo el criterio habitual de aproximación de las tarifas.

En resumen, la metodología adoptada es una construcción ad-hoc del regulador peruano que se aproxima al modelo teórico de “Precios Ramsey” en la determinación de las tarifas de redes de distribución de gas natural.

2. Marco Conceptual de la Regulación

La distribución del gas natural mediante gasoductos, así como muchos otros negocios de redes (electricidad, telefonía fija y agua potable), se desarrolla como monopolio natural donde los gobiernos de muchos países otorgan la licencia al operador para que desarrolle su actividad buscando el máximo beneficio para los usuarios, así como también un sistema de precios que permita recuperar los costos eficientes involucrados.

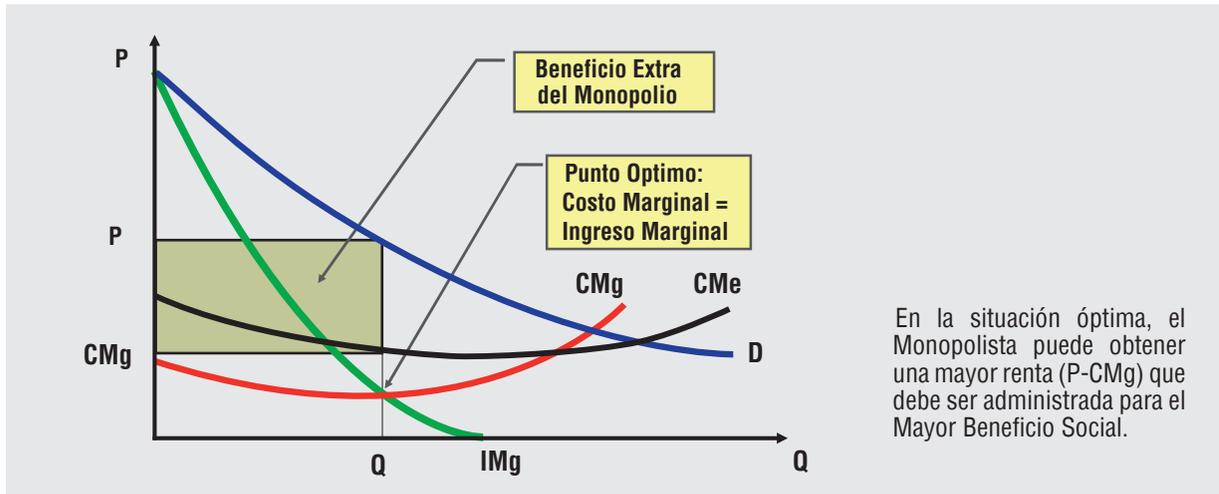
De acuerdo con la teoría económica, para obtener el mayor beneficio social se debe establecer un precio que se aproxime al ingreso marginal de la empresa concesionaria. Pero, al establecer el precio en el Costo o Ingreso Marginal puede suceder que la empresa no obtenga los recursos necesarios para cubrir su Costo Medio eficiente (CMe), por lo que, es necesario regular el margen del distribuidor para que sus ingresos cubran satisfactoriamente su costo.

Adicionalmente, en el caso de las redes de distribución de gas natural se tiene un conjunto de costos fijos que son comunes a muchos tipos de usuarios y, por tanto, no se puede identificar qué tipo de usuario es responsable de este costo común. En esta situación, se recomienda definir precios discriminados para los usuarios pero cuidando de proveer los ingresos necesarios para la empresa. Una de las metodologías para definir dichos precios son los llamados precios Ramsey¹.

(1) Frank Plumpton Ramsey (1903 a 1930) fue un matemático y filósofo inglés cuyos estudios y actividad docente tuvieron lugar en la Universidad de Cambridge. Ramsey también hizo contribuciones fundamentales en economía. Por ejemplo, el concepto de precio de Ramsey en el que se precisa la trayectoria óptima que debe seguir el precio de un monopolista regulado que quiera maximizar el bienestar del consumidor.

El Monopolio como Modelo de Desarrollo de la Distribución

Figura 2-1



El modelo de precios Ramsey por lo general se aplica a varios productos o usuarios y en ellos se trata de asignar los costos conjuntos fijos de un sistema de redes.

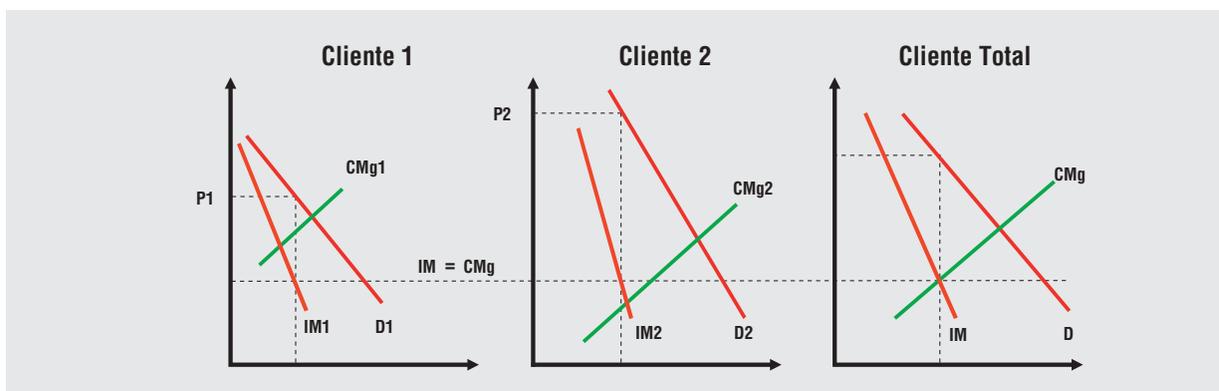
La asignación de estos costos conjuntos se realiza en función de la regla de la inversa de la elasticidad de la demanda de cada uno de ellos. En principio la

diferencia entre los precios (P) y los costos (CMg) será menor en aquellos casos en los cuales la elasticidad precio de la demanda sea mayor.

Se cargará un mayor precio a aquellos usuarios que tengan una menor elasticidad precio de la demanda y un menor precio a aquellos que tengan mayor elasticidad precio de la demanda.

La Discriminación de Precios

Figura 2-2



Objetivo de la Discriminación de Precios

Figura 2-3

- Notas:
 1) Cada tipo de cliente debe pagar el mismo ingreso Marginal.
 2) Cada tipo de cliente tendrá un excedente del consumidor dependiendo del precio de sustitución(P).

Para obtener Precios Eficientes...

$$\text{El Excedente del Consumidor} = \frac{P - CMg}{P}$$

Debe ser distribuido según la relación inversa de la elasticidad, tal como se muestra en la siguiente ecuación...

$$\frac{P - CMg}{P} = \frac{\delta}{\epsilon_p}$$

Donde:

P = Precio

CMg = Costo Marginal = Ingreso Marginal

ϵ_p = Elasticidad Precio de la Demanda

$$\delta = \frac{1 - \lambda}{\lambda}$$

λ = Desutilidad Marginal Social

En resumen, para la aplicación de los modelos de precios Ramsey se deben utilizar elasticidades precio de la demanda, que se obtienen por lo general de modelos econométricos o estadísticos.

Además, estas elasticidades son calculadas por categoría de usuarios a partir de series de tiempos o en algunos casos a partir de encuestas de consumos de hogares.

Para el caso del gas natural en el área de Lima y Callao se ha utilizado otra metodología alternativa.

3. Análisis del Acceso al Gas Natural

El análisis del acceso pasa por comprender la naturaleza de los clientes y los costos que enfrentaría por conectarse al gas natural, sabiendo que una de las barreras de acceso es el costo de conversión.

Dos tipos de clientes merecen especial atención en este documento: el cliente residencial y el GNV.

a. Análisis del Cliente Residencial

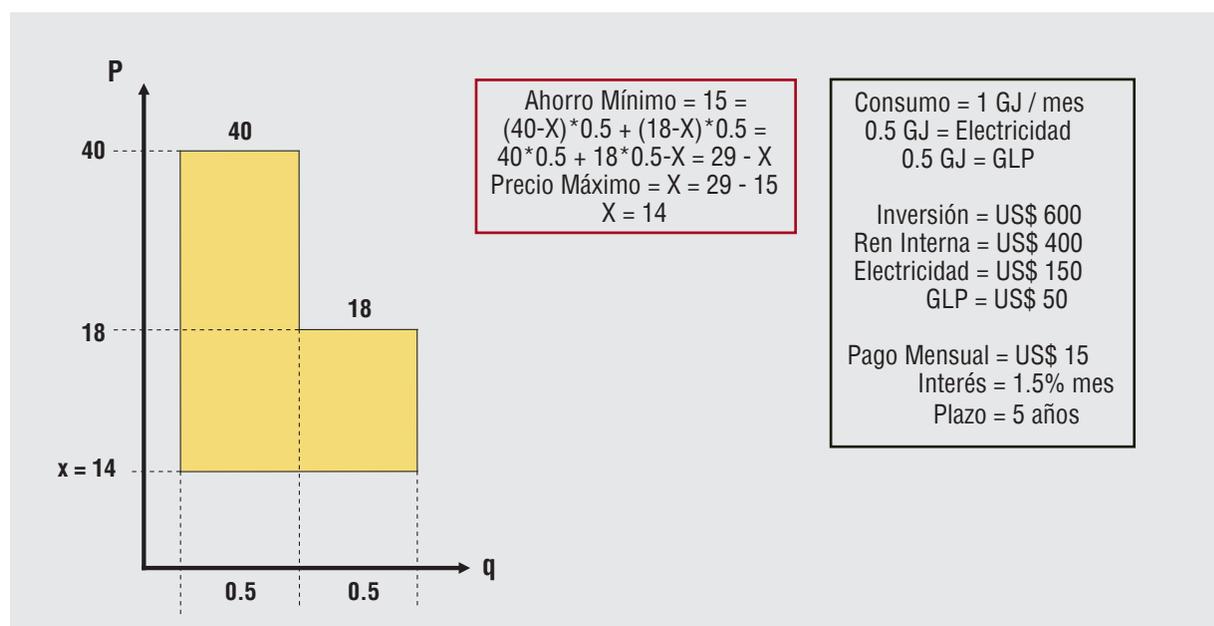
En el caso residencial se puede apreciar una dispersión en el consumo de energía de uso calórico que afectaría la economía de los clientes. En los ejemplos que se muestran a continuación se asume un consumo medio de energía por cliente, pero también una diferente composición en el uso calórico del gas natural.

En la siguiente figura se tiene el caso de un cliente que satisface su requerimiento de calor mediante GLP y Electricidad en igual proporción. En este caso, se puede determinar que el costo de la energía adquirida es igual a US\$ 29 por GJ. El costo de conversión al Gas Natural es igual a US\$ 600, que equivaldría a un pago mensual de US\$ 15 considerando una recuperación de la inversión de 5 años y una tasa anual del 18%.

Por lo tanto, para el ejemplo señalado, si se desea recuperar los costos de conversión, entonces el gas natural debe ser lo suficientemente económico para permitir que con el ahorro se pague la conversión. En consecuencia, el precio del gas natural no debe ser mayor de US\$ 14 por GJ ($14 = 29 - 15$).

Cliente Residencial con Alto Consumo de GN en Uso Eléctrico

Figura 3-1



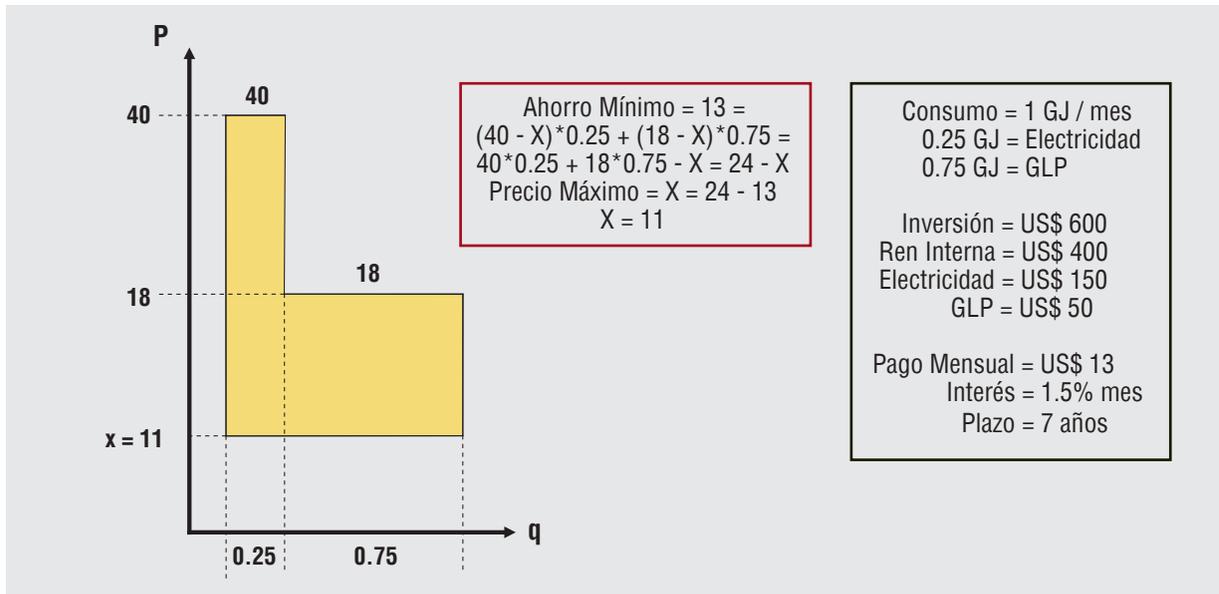
Siguiendo la metodología del caso anterior se tendría para un cliente que usa la electricidad como fuente de calor en un 25%, un costo medio de energía de US\$ 24 por GJ. Considerando el menor margen que tiene el gas para resultar rentable a este cliente se

asume un mayor periodo de recuperación (7 años) con lo que el pago mensual es igual a US\$ 13.

Por lo tanto, el precio del gas natural que permite pagar el costo de conversión con el ahorro debe ser menor a US\$ 11 por GJ.

Cliente Residencial de Mediano Consumo de GN en Uso Eléctrico

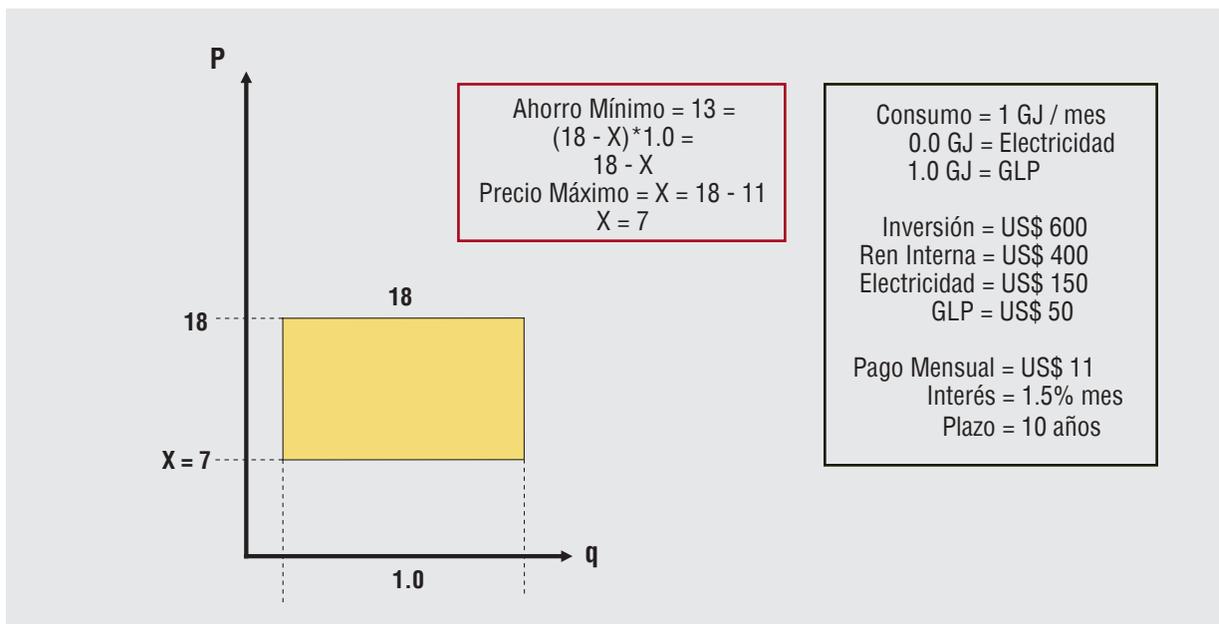
Figura 3-2



En la siguiente figura se tiene el caso de un uso calórico efectuado con GLP y con el mayor periodo de recuperación (10 años). En este caso el precio del Gas Natural no debería superar los US\$ 7 por GJ.

Cliente Residencial de Bajo Consumo de GN en Uso Eléctrico

Figura 3-3

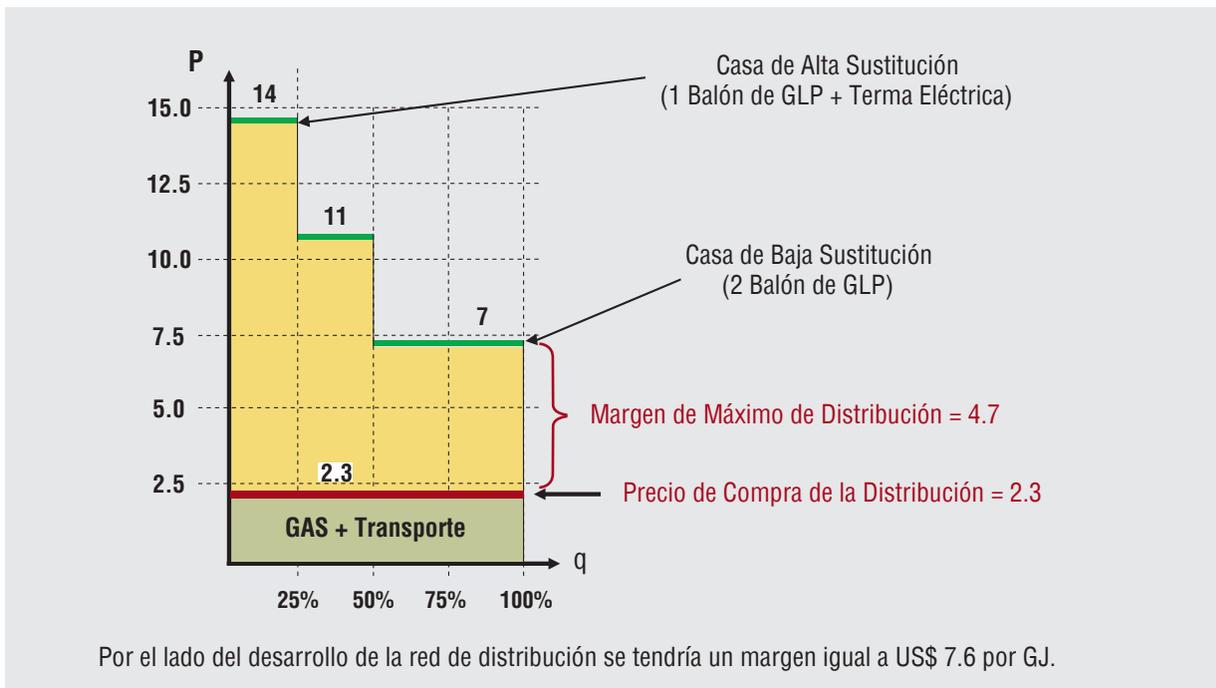


Reuniendo la curva de los diversos tipos de clientes y considerando que existe mayor proporción de clientes que utilizan el GLP como uso calórico principal, se tendría la curva de demanda residencial que se muestra en la siguiente figura.

De acuerdo con esta figura y si se tiene en cuenta el costo de compra de distribuidor para el cliente residencial, se obtendría el margen máximo que el distribuidor podría capturar para hacer viable su negocio y la conversión del cliente. En resumen, el margen obtenido es igual a US\$ 4.7 por GJ.

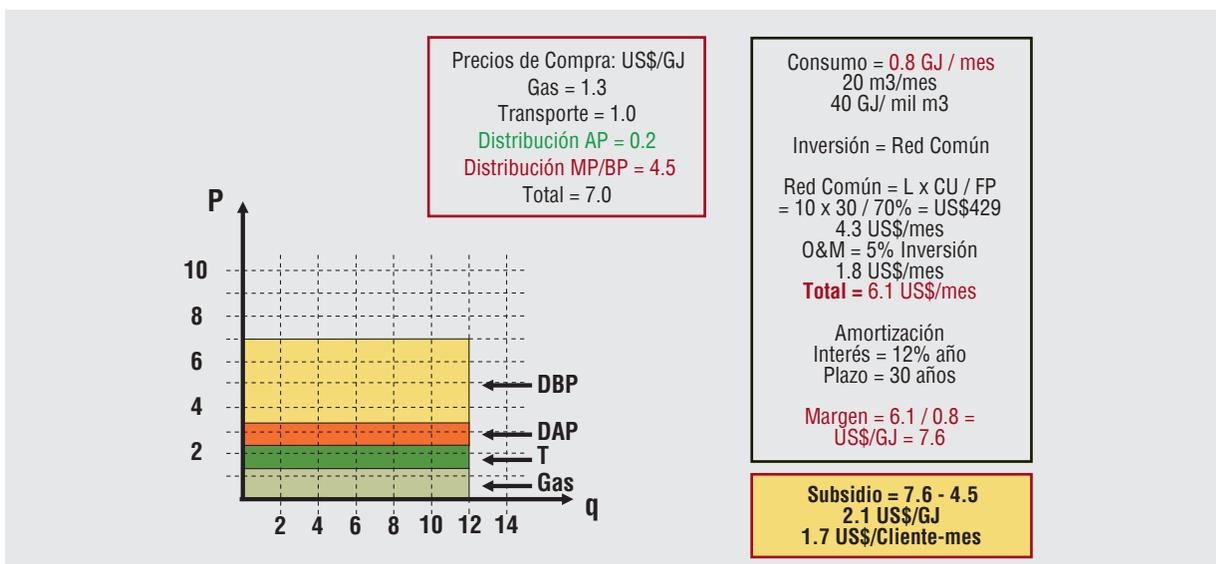
Curva de Demanda Residencial de Largo Plazo

Figura 3-4



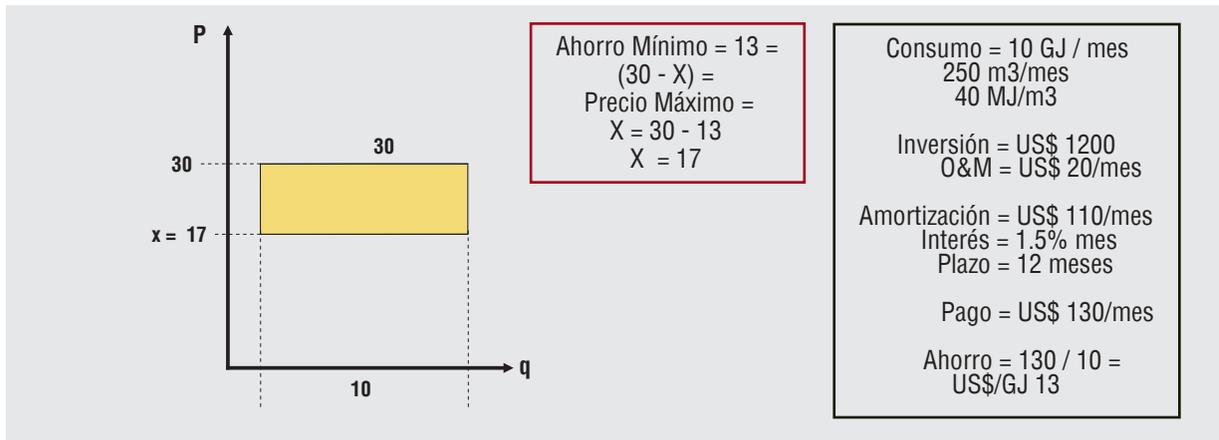
Costo de Distribuir al Cliente Residencial

Figura 3-5



Vehículos de Alto Consumo de GNV

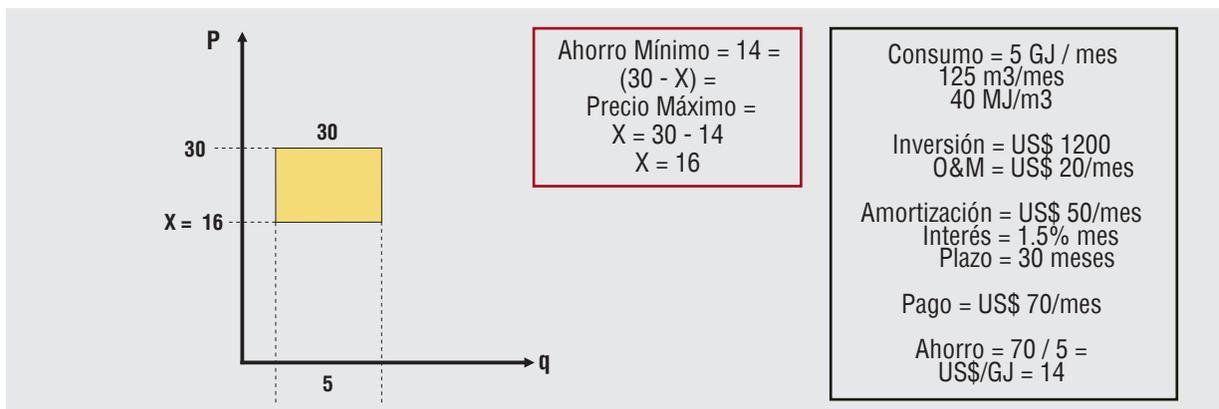
Figura 3-6



En el caso de unidades de mediano recorrido el plazo de recuperación se eleva a 2.5 años y el precio del GNV no tendría que superar los US\$ 16 por GJ.

Vehículos de Mediano Consumo de GNV

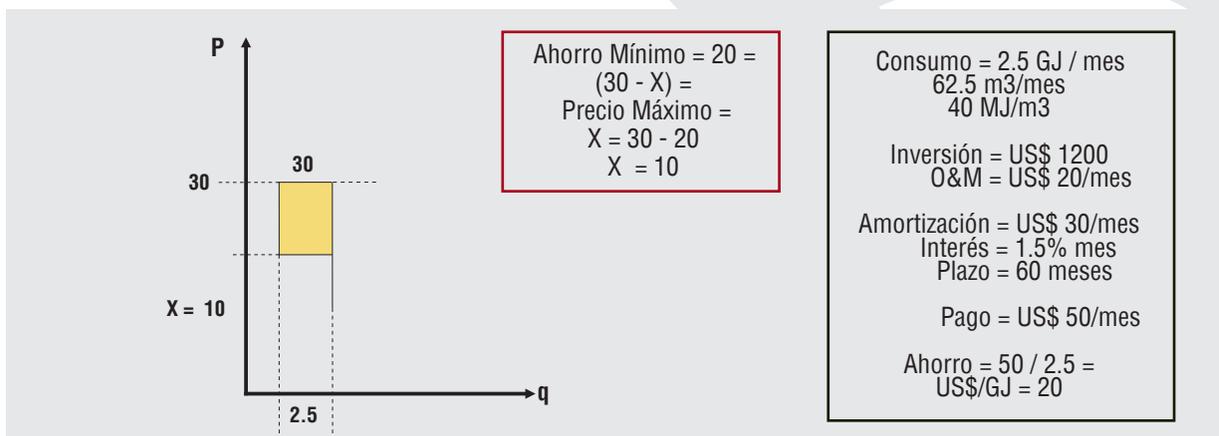
Figura 3-7



Para las unidades de bajo recorrido se asume un periodo de recuperación de 5 años por lo que el ahorro necesario debe ser US\$ 10 por GJ.

Vehículos de Mediano Consumo de GNV

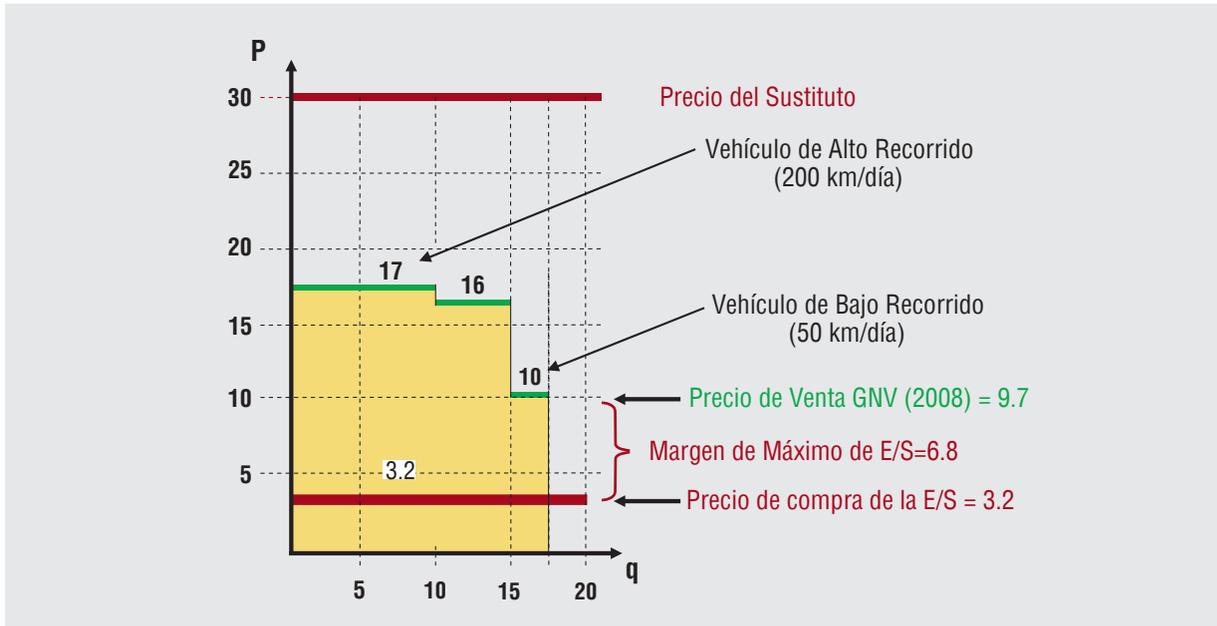
Figura 3-8



Asumiendo una mayor proporción de las unidades de alto recorrido se puede obtener una curva de demanda del conjunto de clientes GNV. De acuerdo con esto el precio máximo de venta de GNV que permita el acceso de la mayor parte de los clientes sería igual a US\$ 10 por GJ.

Oferta y Demanda del GNV

Figura 3-9



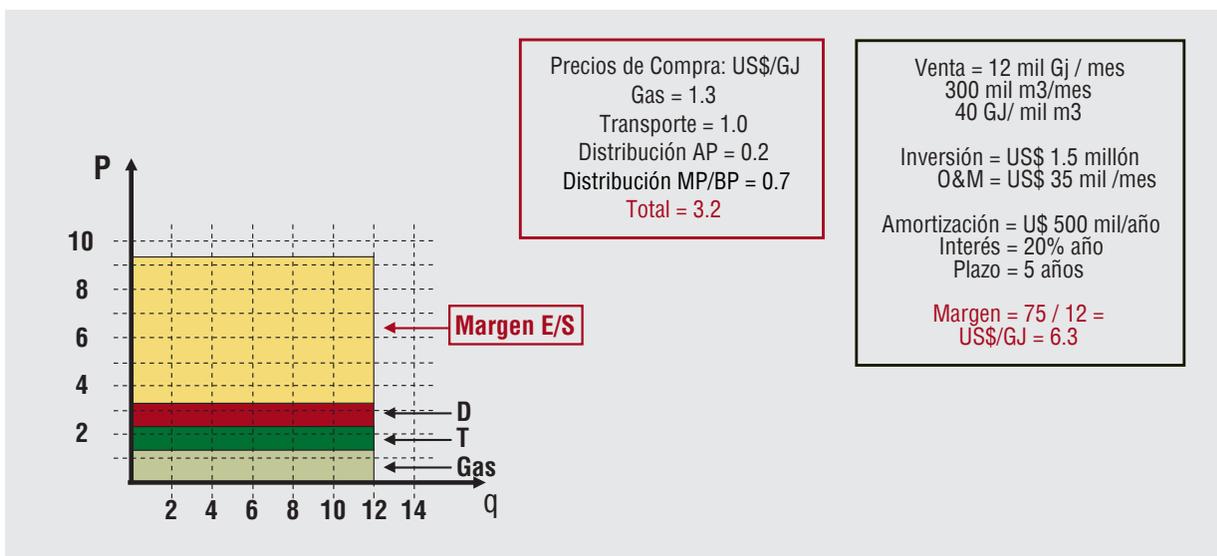
196

Si se tiene en cuenta el precio de compra de la Estación de Servicio (US\$ 3 por GJ), entonces el margen de la Estación no debería superar los US\$ 7 por GJ.

Por otro lado, si se asume un costo de inversión en la estación de servicio de US\$ 1.5 millones y un volumen de venta de GNV de US\$ 300 mil por mes, entonces el costo medio de la estación sería de US\$ 6 por GJ para un periodo de recuperación de 5 años.

Costo del GNV

Figura 3-10



Por lo tanto, el precio del GNV permite la conversión de los clientes y además favorece la recuperación de la inversión de la estación de servicio.

4. Diseño de la Tarifa de Distribución

El diseño de las tarifas de distribución de gas natural mediante redes, en especial la de Lima y el Callao, presenta las siguientes características:

- 1) Se ha considerado una sola elasticidad para todos los usuarios de gas natural (es decir: residenciales, comerciales, industriales y GNV).
- 2) Se ha determinado una demanda de gas natural para el consumo agregado, independiente del tipo de usuario del que se trate.
- 3) Esta demanda agregada se ha estimado a partir de la disposición a pagar de cada uno de los usuarios, en función de cuál es el sustituto que se cambiará.
- 4) Esta disposición a pagar por usuarios o consumidores se estima como la diferencia entre el precio del sustituto menos el costo de la red interna y la conexión a la red pública menos el precio del gas, el costo de transporte y la tarifa de distribución de la red principal.
- 5) Así, por ejemplo, la disposición a pagar de un residencial sería igual al precio del balón de GLP menos los costos de la red interna, la conexión a la red pública, el precio del gas natural, el costo de transporte de boca de pozo al "city gate" y la tarifa de distribución de la red principal.

- 6) Estos cálculos se han realizado para varias categorías de usuarios con diferentes consumos unitarios por unidad de tiempo (mensual).

Por lo tanto, el regulador utiliza un método de naturaleza microeconómica en el que se determina el concepto del excedente del consumidor de los usuarios a partir del margen de distribución, que es una función del precio de los sustitutos: electricidad, diesel, gasolina, residuales, etc., y de los respectivos costos de conversión necesarios para ser sustituidos por el gas natural.

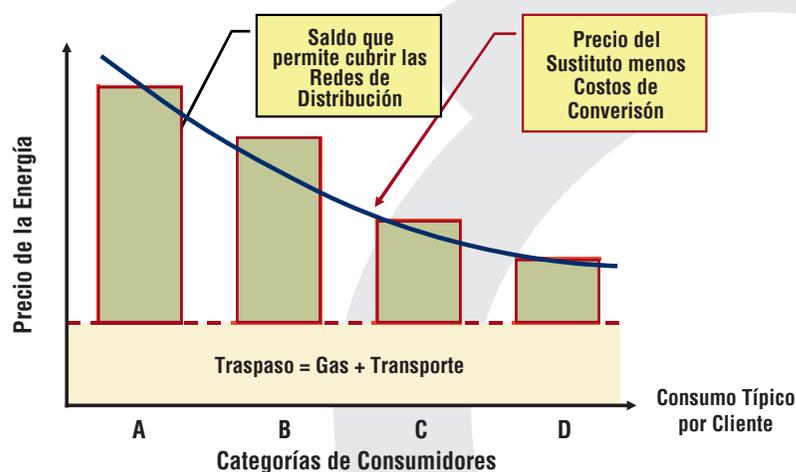
Con estos valores se construye la curva de la demanda del gas natural por el servicio de distribución en función de los niveles de consumo unitario por unidad de tiempo de cada uno de los usuarios.

La curva de demanda del uso de la red de gas natural, ordenada de acuerdo a la diferencia entre el precio de los sustitutos y los costos de conversión, constituye una curva de demanda agregada de todos los usuarios. No es una curva de demanda por tipo de usuarios sino que es global.

Una vez estimada esta curva en forma discreta se puede hacer una aproximación y determinar una elasticidad precio de la demanda de gas natural, utilizando el precio por unidad de la energía (precio de cada sustitutos menos los costos de conversión; estos es costos de la red interna, costos de la conexión a la red pública, costos de distribución de la red, costos de transporte del gas natural entre boca de pozo y "city gate" y el precio del gas natural en boca de pozo).

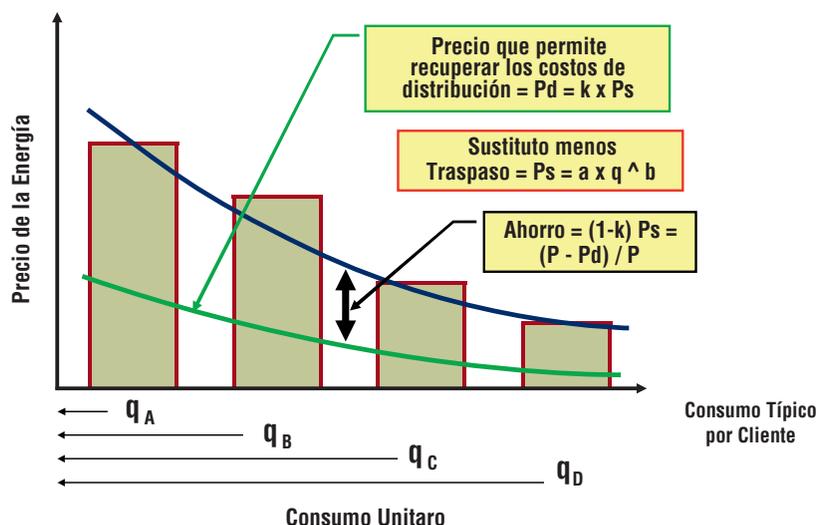
Modelo de Asignación de Costos según Excedentes del Consumidor

Figura 4-1



Las Tarifas y la Rentabilidad del Distribuidor

Figura 4-2



Estimada la demanda en función del precio del gas natural, para el conjunto de los usuarios, se realiza una aproximación de dicha demanda a una curva continua obteniendo la expresión del tipo siguiente:

$$P_s = a \times q^b$$

En donde "q" es el consumo o demanda de gas natural por usuario y por unidad de tiempo, "a" y "b" son parámetros de la función de demanda de gas natural y "Ps" es la disposición a pagar, por unidad, por el servicio de gas natural de la red de distribución.

Considerando la ecuación anterior se puede determinar que la elasticidad precio de la demanda, de una función como la anterior, es igual a $-(1/b)$, a través de la siguiente ecuación.

$$q = \frac{1}{A} \times P_s^{1/b}$$

$$\text{Donde: } A = a^{1/b}$$

El nivel de "Ps" mide la disposición a pagar por el uso de la red de distribución de gas natural. Si se utilizara esta función para determinar el nivel de ingreso de la empresa (gasto de los consumidores) captaría casi todo el excedente del consumidor de los usuarios de nuevas redes.

Este excedente del consumidor permite financiar parte de los costos de las redes de distribución, pero también posibilitaría a la empresa de distribución

del gas natural obtener un beneficio adicional que sobrepasaría sus costos.

El regulador ha dispuesto como mecanismo de incentivo para los usuarios que la empresa distribuidora sólo recupere los costos justos y razonables de las nuevas redes. Para ello se ha determinado un porcentaje (k) que representa estos costos de distribución sobre la disposición a pagar del usuario por nuevas redes.

Este porcentaje (k) está establecido en función de la disposición a pagar por los consumidores, de tal forma que el precio que deberá pagar el usuario sea igual al costo de distribución de la red.

$$P_d = k \times P_s$$

Donde "Ps" es la disposición a pagar total y "Pd" es el precio que a la vez permite recuperar los costos de la red de distribución.

Por lo tanto, la nueva función de demanda de la distribuidora será:

$$P_d = k \times a \times q^b$$

Por consiguiente se produce un desplazamiento de la función de demanda de los usuarios o consumidores de la red de gas natural.

La función de demanda de gas natural del agregado del conjunto de usuarios que se deben considerar en este caso será:

$$q = \frac{1}{A \times K} \times Pd^{1/b}$$

Donde: $A \times K = (a \times k)^{1/b}$

Como puede apreciarse con esta decisión tarifaria, adoptada por el regulador, se va a inducir a los usuarios a brindar un incentivo adicional para el uso del servicio de gas natural, permitiendo que la empresa recupere sólo el costo de sus redes y no todo el excedente del consumidor.

Teniendo en cuenta la función de demanda, es decir, los precios en función de cantidades, con el ajuste considerado, se pueden obtener los ingresos totales (gastos de los consumidores por nuevas redes).

El ingreso del Distribuidor (Id) proveniente del Cliente "i" sería igual a:

$$Id_i = Pd_i \times Q_i$$

Teniendo en cuenta que: $Q_i = N_i \times q_i$

$$Id_i = Pd_i \times N_i \times q_i$$

$$Id_i = k \times a \times q_i^b \times N_i \times q_i$$

$$Id_i = k \times a \times N_i \times q_i^{b+1}$$

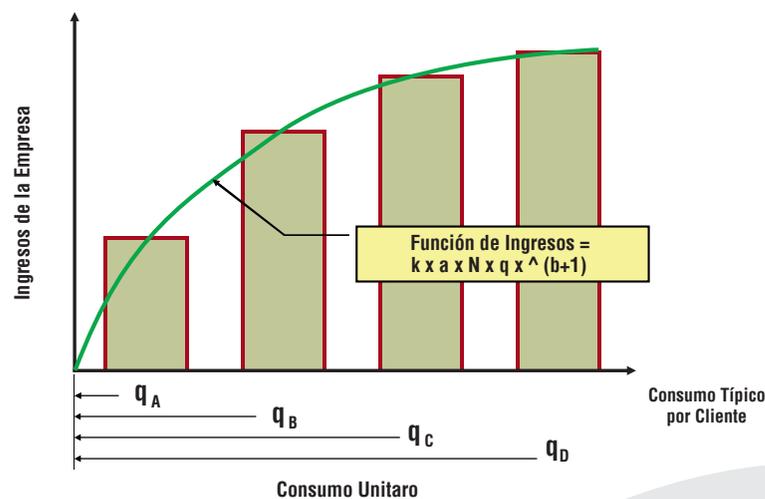
Considerando las "M" posibles Categorías de Consumidores

$$Id = \sum_{i=1}^M k \times a \times N_i \times q_i^{b+1}$$

$$Id = k \times a \times \sum_{i=1}^M N_i \times q_i^{b+1}$$

Modelo de Ingresos de la Distribución

Figura 4-3



En conclusión, "Id" sería igual a los ingresos totales que obtendría la empresa teniendo en cuenta la reacción de la demanda ante los cambios en los precios. Los parámetros "a", "b" y "k" se obtienen de la condición que los ingresos igualen los costos, teniendo como datos conocidos el consumo medio de cada categoría de clientes (qi) y el número de clientes de la categoría (Ni).

$$k \times a = \frac{\text{Costo de Distribución}}{\sum_{i=1}^M N_i \times q_i^{b+1}}$$

Los parámetros "a" y "b" se determinaron de la función de precios de los sustitutos.

Una vez definida la función de ingresos totales, el procedimiento seguido por el regulador para determinar las tarifas es fijarlas en dos partes. En las tarifas en dos partes el consumo abonado por cada usuario es el siguiente:

$$CT_i = CF_i + CV_i \times q_i$$

En donde CTi es el costo total por el uso del gas correspondiente a la red de distribución para un usuario del régimen tarifario "i", CFi es el cargo fijo, CVi es el cargo variable y "qi" es el consumo por usuario y por unidad de tiempo.

Esta ecuación que representa tarifas en dos partes se obtiene como una aproximación lineal a la función de ingresos totales de la empresa (gasto de los consumidores).

Para cada tipo de usuario de la categoría "i" se tiene:

$$CF_i = z \times \|b\| \times q_i^{b+1}$$

$$CV_i = z \times \|b+1\| \times q_i^b$$

$$z = k \times a$$

Como una aproximación lineal a la función de ingresos totales se construyen varias funciones de tarifas en dos partes, tal como se puede apreciar en los siguientes gráficos.

Los límites de las categorías de usuarios se obtienen de la intersección de la curva de pago de cada categoría. Por ejemplo el límite entre la categoría "A" y la categoría "B" sería igual a:

En la intersección de cada categoría se tiene:

$$CF_A + CV_A \times q_{AB} = CF_B + CV_B \times q_{AB}$$

$$q_{AB} = \frac{CF_B - CF_A}{CV_A - CV_B}$$

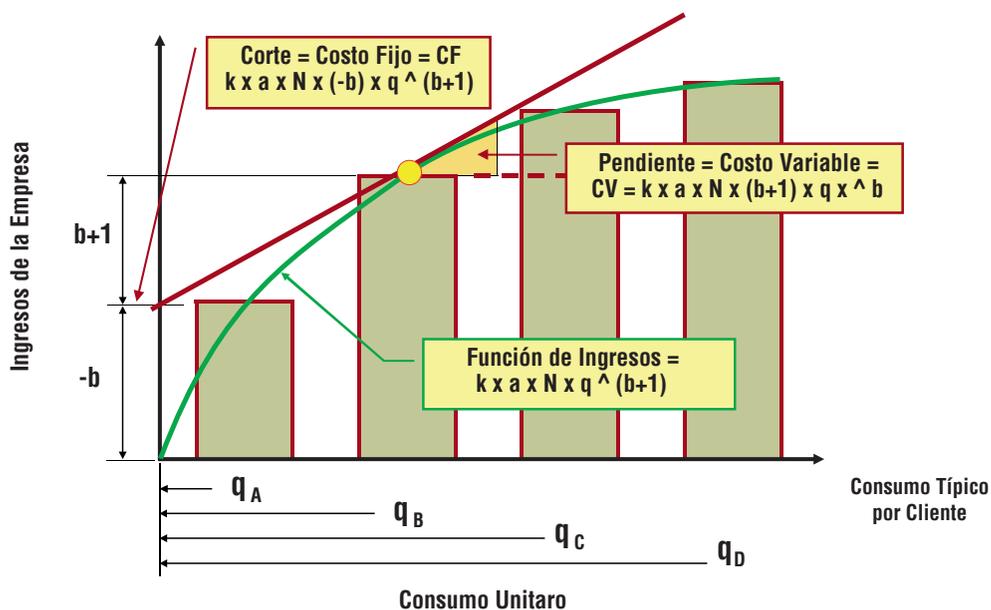
Donde: q_{AB} es el límite de la Categoría A y B

Si se reemplazan valores de las otras fórmulas se obtendría:

$$q_{AB} = \frac{\|b\|}{\|b+1\|} \times \frac{q_B^{b+1} - q_A^{b+1}}{q_A^b - q_B^b}$$

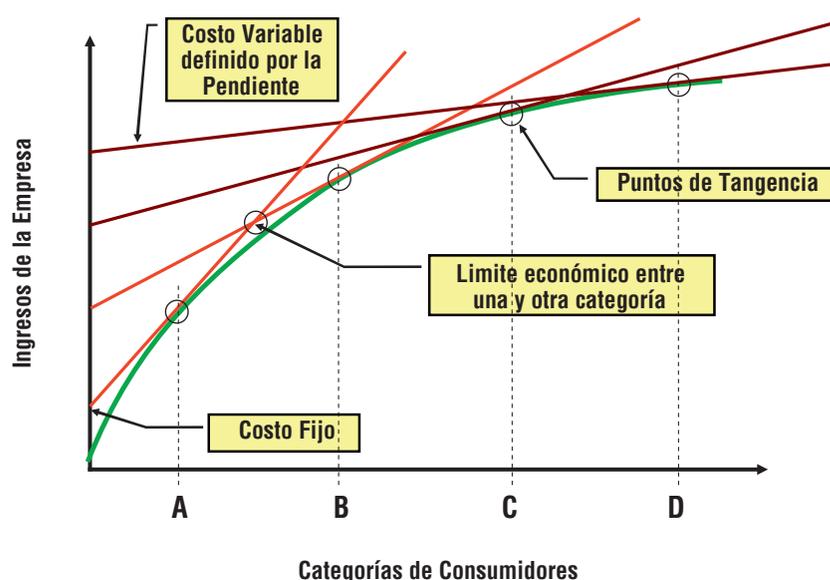
Distribución de Ingresos entre Fijos y Variables

Figura 4-4



Definición de las Categorías de Usuarios

Figura 4-5



Para la determinación de las tarifas para el componente de gas natural de las redes de distribución se siguió el procedimiento anteriormente descrito. Se diseñó cuatro tramos tarifarios bajo el sistema de tarifas en dos partes, teniendo en cuenta la aproximación a la función de ingreso de la empresa (gasto de la empresa) como la descrita anteriormente.

En este caso el ahorro establecido viene por el hecho que los cuadros tarifarios no son calculados en base a la disposición total a pagar, sino que se comparte el ahorro que se obtiene con los usuarios en un determinado porcentaje, en razón que a la empresa distribuidora se le permite recuperar los costos de otras redes.

De la manera en que se han determinado las tarifas de gas natural para usuarios de redes de gas natural se ha realizado una aproximación a la metodología de determinación de las tarifas por precios Ramsey.

La forma en como el regulador ha planteado la transferencia de parte del excedente del consumidor a los usuarios viene expresado como un ahorro:

$$\text{Ahorro} = 1 - k = \frac{P_s - P_d}{P_s}$$

Desde el punto de vista teórico en un esquema de precios Ramsey el ahorro viene definido como:

$$\frac{(P_{s_i} - CM_{g_i})}{P_{s_i}} = \frac{\delta}{\epsilon_i}$$

En donde P_{s_i} es el precio del usuario i ; CM_{g_i} es el costo marginal del usuario i ; ϵ_i es la elasticidad precio de la demanda del usuario i ; δ es el número de Ramsey y representa el nivel general de precios de la empresa regulada. En la siguiente figura se muestran los resultados obtenidos para las tarifas de Lima y Callao, donde el ahorro obtenido respecto a los sustitutos es del orden del 90%.

Parámetros del Modelo de Tarifas para Lima y Callao

Figura 4-6

Distribución del Excedente del Consumidor

$$\frac{P - CMg}{P} = \frac{\delta}{\epsilon_p}$$

Se asume :

$$\epsilon_p = \text{Constante} = 5$$

$$\delta = \frac{1 - \lambda}{\lambda} = 4.5$$

$$\lambda = \text{Desutilidad Marginal Social} = \text{Constante} = 0.18$$

$$\frac{P - CMg}{P} = \frac{4.5}{5} = 0.9$$

En Lima y Callao, los clientes de la Categoría Industrial y GNV tienen un Precio del GN (P) que les permite compartir el mismo ahorro (90%)

De la comparación de las últimas dos expresiones se puede apreciar que en la regulación definida, para el caso de Lima y Callao, el ahorro dependerá de la disposición a pagar y el costo de las redes para el agregado de todos los usuarios.

El ahorro establecido por el regulador favorece la conversión de los usuarios residenciales en donde es mayor la diferencia entre el precio de los sustitutos (electricidad y GLP) y la totalidad de los costos de conversión.

La conclusión que se puede obtener es que el sistema de determinación de tarifas de gas natural para las redes de distribución transfiere buena parte de la ganancia a los usuarios. Esta ganancia, está en función de la diferencia entre el precio del sustituto y el costo específico de la construcción de nuevas redes.

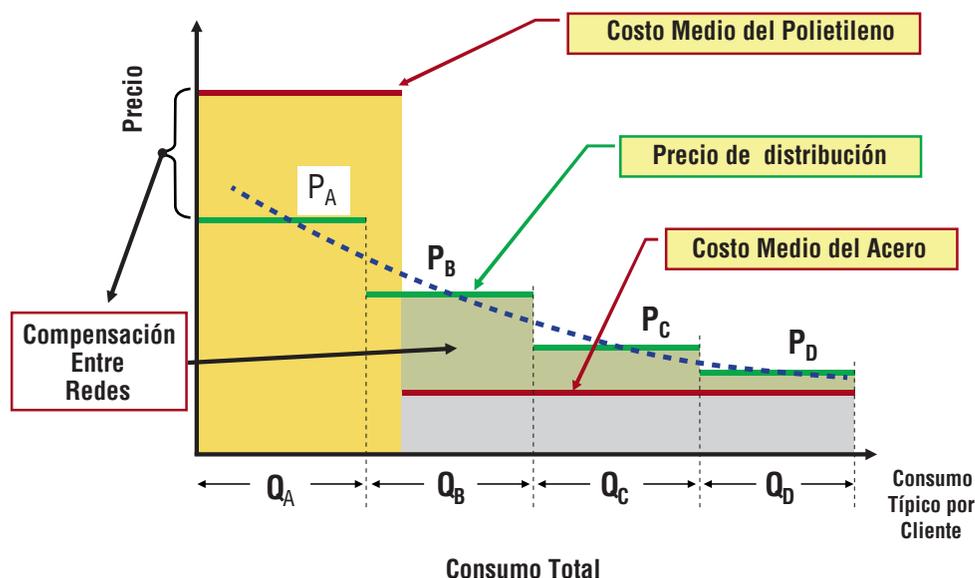
En definitiva la tarifa fijada por el regulador deja como excedente del consumidor la diferencia entre el precio del sustituto y todos los costos necesarios para transformarse en usuarios de gas natural.

Los precios Ramsey surgen como precios que maximizan el excedente del consumidor y otorgan una retribución adecuada a los distribuidores, pero por cada categoría de usuarios.

Por consiguiente, aunque el regulador no haya aplicado específicamente una metodología de precios Ramsey en la forma convencional, mantiene el principio de la misma porque de alguna manera transfiere una parte importante del excedente de los consumidores a sus usuarios retribuyendo el costo de las redes a la empresa regulada.

La Compensación de Ingresos entre Redes de Distribución

Figura 4-7



Finalmente, las tarifas resultantes para la concesión de Lima y Callao producen márgenes de distribución que no cubren los costos medios de desarrollo de las redes de polietileno, las mismas que abastecen principalmente a los usuarios de menores consumos, mientras que en el caso de los grandes usuarios se produce una renta superior al costo que permite cubrir el costo total de distribución.

5. Reflexiones Finales

Las tarifas reguladas para la empresa Cálidda, Gas natural para Lima y Callao, no distinguen a las categorías de usuarios por el tipo de consumidor (a excepción del GNV y la generación eléctrica), sino que son generales, independiente de si los consumidores son residenciales, comerciales o industriales.

Las tarifas han sido establecidas en dos partes: un cargo fijo mensual y un cargo variable por m³. Adicionalmente, el cargo fijo y variable se puede dividir en un margen comercial y un margen de distribución, dependiendo de la proporción del costo comercial dentro del costo total de distribución.

Los cargos variables son decrecientes a medida que aumenta el consumo unitario por usuario. En general, los cargos fijos por usuario, por estar conectados a la red son crecientes a medida que aumentan los niveles de consumos.

Además, las facturas de gas están compuestas por:

- a) Precio del gas en boca de pozo. S/. / MJ
- b) Tarifa de Transporte de Gas Natural
S/. / 1000 m³
- c) Tarifas de Distribución de la Red Principal S/. /
1000 m³
- d) Tarifas de Distribución.

Los conceptos de precios del gas en boca de pozo, tarifas de transporte de gas natural y tarifas de distribución de la Red Principal son iguales para todos los niveles de consumos.

Por consiguiente, la diferencia en la tarifa pagada por los consumidores es explicada por la diferencia en los cargos de las redes de distribución.

Cada concepto cobrado en la factura tiene mecanismos de actualización tarifaria a lo largo de su período de revisión.

Hasta el año 2008, se han definido para Lima y Callao cuatro categorías de niveles de tarifas para las redes de distribución de gas natural:

- a) Categoría A, Hasta 300 m³ de consumo por mes.
- b) Categoría B, entre 301 m³ de consumo y 17.500 m³ por mes.
- c) Categoría C entre 17.501 m³ de consumo y 300.000 m³ por mes.
- d) Categoría D más de 300.000 m³ por mes.

El GNV se encuentra entre la Categoría C y D y se establece como un valor único para este tipo de clientes, de tal forma que no exista mayor diferencia entre los que pertenecen a dicha categoría.





El Gas Natural de Camisea y la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional: Temas pendientes

JAIME GUERRA MONTES DE OCA
(PERÚ)

Jaime Guerra M.

Ingeniero Mecánico y Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), con una Maestría en Ciencias (M. Sc.) y un Doctorado (Ph.D.) del Instituto de Ciencia y Tecnología de la Universidad de Manchester, Inglaterra (UMIST).

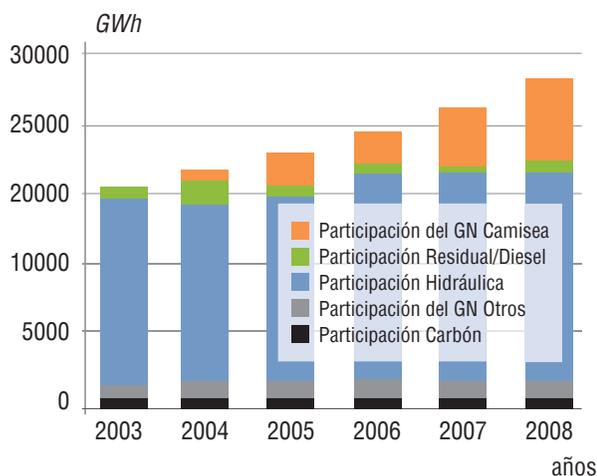
Ha sido Profesor Principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, así como Director del Instituto General de Investigación en la UNI.

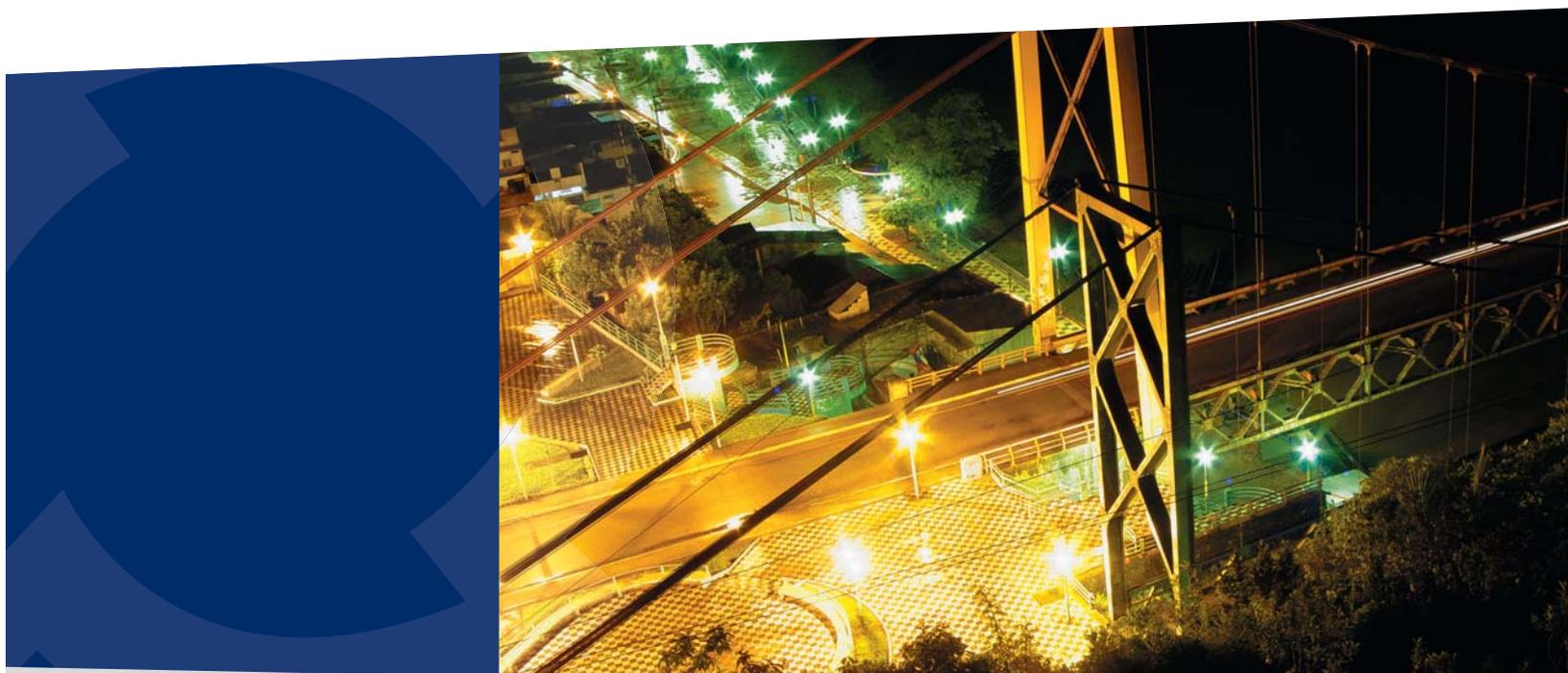
Se ha desempeñado como consultor de empresas y entidades de sector eléctrico en temas vinculados al análisis de sistemas de potencia, en proyectos diversos en el área de planeamiento de sistemas eléctricos y aplicaciones de computadoras digitales en este campo. Actualmente es Director del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

En setiembre de 2004 se inició la producción de energía eléctrica con gas de Camisea en la Central Termoeléctrica de Ventanilla (Lima), con una potencia de 310 MW en dos unidades de 155 MW. Han transcurrido cinco años y actualmente el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) cuenta con trece unidades de generación disponibles para operar con este combustible, con una potencia total de 1857 MW. Cabe precisar que, de este total, 1337 MW constituyen nueva capacidad de generación, repartida en ocho unidades, en tanto, que las cinco unidades restantes operaban anteriormente con combustible diesel y fueron adecuadas para utilizar gas natural.

Producción Anual de Energía Eléctrica en el SEIN (periodo 2003 al 2008)

Cuadro 1





En el Cuadro 1, se muestra en color naranja la participación del gas natural de Camisea en la producción de energía eléctrica en el Perú. Cabe destacar que, dicha participación ha tenido un importante crecimiento, de modo que en el año 2008 ha representado el 25 % de la energía eléctrica generada en el SEIN, convirtiéndose en el combustible más utilizado para la generación eléctrica.

Además, se aprecia que la producción de energía eléctrica (que equivale a la demanda del SEIN registrada a nivel de generación) ha tenido un crecimiento sumamente alto. En efecto, dicho aumento ha sido de 43 % en los últimos cinco años (que equivale a una tasa de 7.4 % anual), y ha implicado un incremento del orden de 1000 MW en la máxima demanda. Este extraordinario crecimiento ha superado todas las previsiones y sin duda constituye un reflejo del importante desarrollo económico del Perú en estos años.

Cabe destacar que el gas de Camisea, conjuntamente con la nueva capacidad de generación asociada, ha permitido afrontar este extraordinario crecimiento de la demanda del SEIN sin comprometer el abastecimiento a los usuarios.

Si bien el gas de Camisea ha traído múltiples beneficios al país, en lo que respecta al SEIN, dada la topología del gasoducto y el precio del gas, las inversiones en nueva generación se han concentrado

en la zona centro, lo que ha creado la necesidad de exportar el exceso de la energía generada al resto del sistema interconectado. Con ello, se han creado mayores exigencias sobre la capacidad del sistema de transmisión de electricidad, habiéndose presentado problemas de congestión o sobrecarga en algunas líneas principales. Dichos problemas han sido tomados en consideración en el Plan Transitorio de Transmisión aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, y algunos proyectos asociados ya se encuentran en ejecución.

Por otro lado, desde el punto de vista del Sistema de Gas Natural de Camisea, las centrales eléctricas son los mayores consumidores. Actualmente utilizan alrededor de 5,5 Millones de m³/día, esto es, algo más del 65 % del mercado del gas de Camisea.

Por consiguiente, existe una relación de estrecha complementación e interdependencia entre el Gas Natural y el Sistema Eléctrico. Sin embargo, esa relación no está considerada en forma adecuada en los marcos normativos que rigen la operación de las instalaciones de Gas Natural y del Sistema Eléctrico, lo cual ha creado diversos inconvenientes en la operación del SEIN. Sin embargo, resulta pertinente señalar algunos temas pendientes al respecto.

A continuación un cuadro que detalla las Centrales Termoeléctricas que utilizan el Gas de Camisea y el

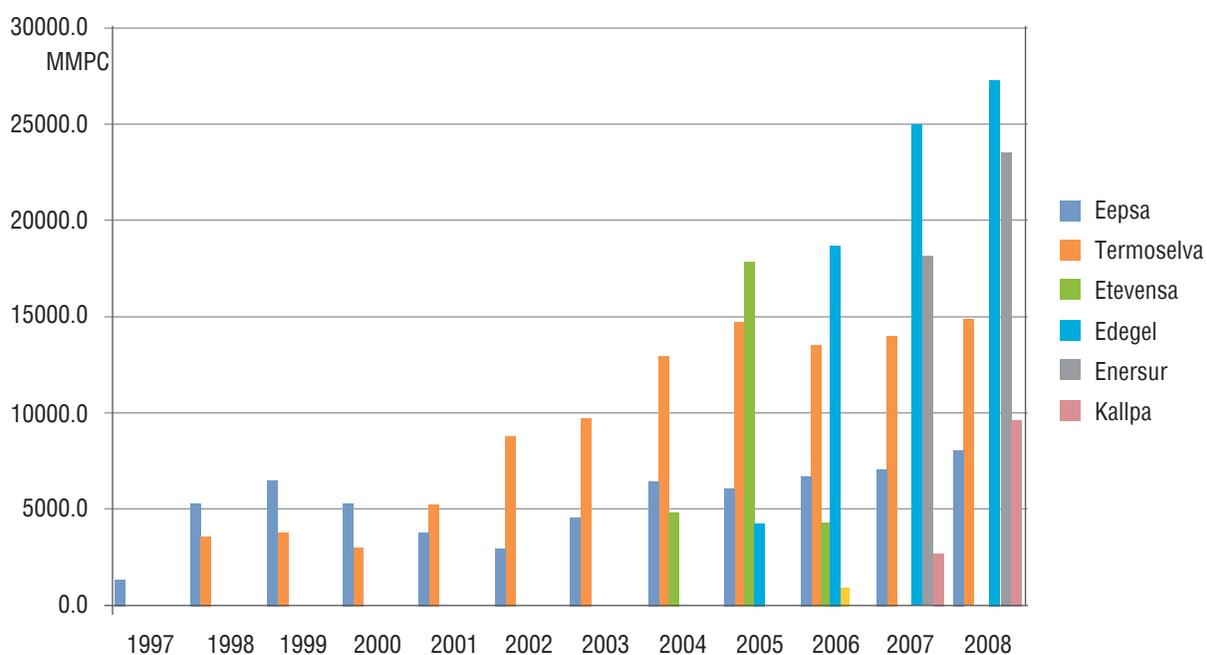
crecimiento del consumo de Gas Natural con relación a las otras energías.

A continuación un cuadro que detalla expone las Centrales Termoeléctricas que utilizan el Gas de Camisea y el crecimiento del consumo de Gas Natural con relación a las otras energías.

Centrales termoeléctricas que utilizan Gas de Camisea (Agosto 2009)

Empresa	Centrales	Unidad	Potencia
			Efectiva (kW)
EDEGEL	SANTA ROSA	UTI-5	53,426
	SANTA ROSA	UTI-6	52,585
	SANTA ROSA	TG-7	123,910
	SANTA ROSA (*)	TG-8	188,600
	VENTANILLA	TG3+TG4+TV+ F.DIREC.	492,745
ENERSUR	CHILCA	TG1	175,960
	CHILCA	TG2	174,530
	CHILCA	TG3	194,604
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA	TG1	176,829
	KALLPA	TG2	194,674
SDF ENERGÍA	OQUENDO	TG1	29,381

(*) En pruebas



Energía por tipo de recurso											
Año	EN GWh						EN %				
	ToTal GWh	GAS GWh Otros	GAS GWh Camisea	HIDRO GWh	Carbón GWh	Residual/Diesel GWh	Participación Carbón	Participación Residual/Diesel	Participación del GN Otros	Participación del GN Camisea	Participación Hidráulica
1997	12170.3	106.24	0	10530.93		1533.13	0.0%	12.6%	0.9%	0.0%	86,5%
1998	13410.5	723.8	0	12180.35		506.35	0.0%	3.8%	5.4%	0.0%	90,8%
1999	13790.5	857.06	0	12804.09		129.35	0.0%	0.9%	6.2%	0.0%	92,8%
2000	17633.67	668.75	0	15409.93	393.68	1161.31	2.2%	6.6%	3.8%	0.0%	87,4%
2001	18462.8	744.15	0	16807.05	338.78	572.82	1.8%	3.1%	4.0%	0.0%	91,0%
2002	19657.9	1006.39	0	17224.47	845.93	581.11	4.3%	3.0%	5.1%	0.0%	87,6%
2003	20688.6	1229.88	0	17731.92	859.44	867.36	4.2%	4.2%	5.9%	0.0%	85,7%
2004	21903.1	1683.82	486.31	16693	993.56	2046.41	4.5%	9.3%	7.7%	2.2%	76,2%
2005	23001.5	1806.89	2264.88	17100.84	830.88	998.01	3.6%	4.3%	7.9%	9.8%	74,3%
2006	24762.8	1739.9	2568.51	18670.71	880.98	902.7	3.6%	3.6%	7.0%	10.4%	75,4%
2007	27254.9	1742.54562	5573.507928	18588.46	840.14	510.2464472	3.1%	1.9%	6.4%	20.4%	68,2%
2008	29558.71	1908.81	7409.81	18010.23127	909.28	1320.578729	3.1%	4.5%	6.5%	25.1%	60,9%
2009	14706.5865	576.740997	3551.39585	9896.216974	373.900614	308.3320713	2.5%	2.1%	3.9%	24.1%	67,3%

1. La Planificación Operativa y la Coordinación de los Programas de Mantenimiento en los Sistemas de Gas y Electricidad

La necesidad de la planificación operativa y particularmente la coordinación de los programas de mantenimiento son evidentes para todo sistema de redes interconectadas y están formalmente establecidas en la normativa para el sector eléctrico como parte de las funciones del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).

En efecto, la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y los Procedimientos del COES establecen la obligación que tienen los agentes de coordinar con este organismo sus programas de mantenimiento, desde el horizonte anual para los mantenimientos mayores (aquellos con periodo de indisponibilidad mayor a 24 horas), pasando por una revisión trimestral y las correspondientes actualizaciones mensual y semanal, teniendo siempre como premisa que, ante eventuales actualizaciones de los programas de mantenimiento, debe darse prioridad a aquellos incluidos en la planificación de mayor horizonte temporal (anual, trimestral, mensual o semanal).

Este esquema, que se viene aplicando en el sector eléctrico desde 1994, ha permitido ordenar

racionalmente los mantenimientos mayores en el SEIN con la finalidad de reducir su impacto en la economía y la seguridad de la operación del sistema y en el abastecimiento de la demanda. Mas aún, el conocimiento anticipado de la programación de mantenimiento elaborado por el COES ha permitido a los grandes usuarios coordinar mejor sus propias actividades de mantenimiento.

Con la creciente participación del Gas Natural en la generación eléctrica, la ocurrencia de algún evento que limite en forma significativa el abastecimiento de este combustible tendrá un impacto importante en el sistema eléctrico y puede poner en riesgo el suministro de electricidad a los usuarios. En el caso que el evento sea programado (tal como los trabajos de mantenimiento o de obras de ampliación de las instalaciones de transporte o de producción de gas), su oportuna consideración en los programas de mantenimiento del SEIN permitiría minimizar el riesgo indicado.

Sin embargo, en el Perú no existe normativa que establezca mecanismos de coordinación de las actividades de mantenimiento del sistema de gas y la planificación operativa del SEIN (bajo responsabilidad del COES) que incorpora los correspondientes programas de mantenimiento.

Actualmente, la información sobre los mantenimientos y obras en las instalaciones del sistema de gas que puedan afectar el abastecimiento de este combustible es proporcionada por las empresas

titulares de la producción y transporte del gas de Camisea a las empresas generadoras involucradas, las que a su vez comunican dicha información al COES. Sin embargo, ésta llega generalmente muy tarde para su consideración en el programa de mantenimiento mayor del SEIN y, ocasionalmente, con poca anticipación a los hechos. En algunos casos, ante inminentes afectaciones del suministro eléctrico a los usuarios, ha sido necesaria la intervención del Ministerio de Energía y Minas.

Además, se presentan diversos problemas en la planificación operativa del SEIN por la distinta definición del “día operativo”. Conforme a los procedimientos del COES es el periodo de 00:00 h a 24:00 h de cada día, en tanto que para el sistema de gas corresponde al periodo de 06:00 h a 06:00 h del día siguiente. Esta incongruencia tiene que ser superada.

Cabe agregar que en países con mayor desarrollo del Gas Natural con redes complejas de gasoductos, tal como Argentina, Brasil y Bolivia, los mecanismos de coordinación para la programación de los mantenimientos y otras actividades relacionadas con la planificación operativa del sistema de gas, se encuentran institucionalizados y existe una entidad a cargo de la programación y coordinación de la operación del sistema nacional de gas y que, además, interactúa con el organismo responsable de la operación del sistema eléctrico (el equivalente al COES), que maneja la información de demanda de gas para la generación eléctrica.

En consecuencia, es sumamente importante establecer los mecanismos adecuados para la coordinación de la programación de las actividades de mantenimiento y demás componentes de la planificación operativa del sistema de gas con las correspondientes del sistema eléctrico, considerando la estrecha relación que tienen ambos sistemas. A medida que el Perú alcance un mayor desarrollo del sistema de gas, tales mecanismos serán indispensables.

2. Coordinación de la Operación en Tiempo Real

Otro tanto ocurre en la operación en tiempo real. Las funciones del Coordinador del SEIN (que son responsabilidad del COES) están definidas en la

normativa eléctrica en general y particularmente en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real (NTCOTR), así como en la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real.

En el sistema de gas, el operador del sistema de transporte que depende de Transportadora de Gas del Perú- TGP es la empresa Operadora de Gas del Amazonas (COGA). Ambos operadores, SEIN y COGA, manejan información en tiempo real de su respectivo sistema, pero ninguno de ellos recibe información en tiempo real del otro. Es decir, ante la ocurrencia de eventos que puedan restringir el suministro de gas y, por lo tanto, que pueda indisponer una parte significativa de la oferta de electricidad, el COES se enteraría en tiempo diferido (por comunicación telefónica o mensaje de COGA o de la empresa generadora), cuando lo más recomendable para la operación de ambos sistemas es que los operadores intercambien toda la información relevante en tiempo real. Ello permitiría adoptar las acciones correctivas oportunamente y así evitar o limitar los efectos de tales eventos. Un evento severo en el sistema de gas puede provocar la salida de servicio de más de 800 MW de generación, magnitud que equivale aproximadamente a la mitad de la demanda de Lima.

3. Conclusiones

Existe una relación de estrecha complementación e interdependencia entre el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y el Sistema de Gas Natural de Camisea, relación que ha venido cobrando cada vez más importancia con la creciente participación de este combustible en la generación eléctrica.

Sin embargo, dicha relación no está considerada de forma adecuada en los marcos normativos que rigen la operación de las instalaciones de Gas Natural y del sistema eléctrico, ello ha creado diversos inconvenientes en la operación del SEIN.

En consecuencia, es sumamente importante establecer los mecanismos adecuados para la coordinación de la planificación operativa del sistema de gas con las correspondientes del sistema eléctrico, así como para la operación en tiempo real, considerando la estrecha relación que tienen ambos sistemas.

Petroquímica





La Experiencia de la Petroquímica en Brasil y sus Ventajas Frente a los Modelos Adoptados en Latinoamérica

CARLOS BRENNER
(BRASIL)

Carlos Brenner

Ingeniero Químico de la Universidad Católica de Porto Alegre, Rio Grande do Sul, con especialización en Procesos Petroquímicos por la Universidad de Bologna- Italia. Tiene un Post Grado en Marketing por la Escuela Superior de Propaganda y Marketing en Sao Paulo y un MBA en Marketing por la Universidad de Sao Paulo.

Posee más de 20 años de experiencia profesional en la cadena petroquímica y ha sido ejecutivo encargado del desarrollo de proyectos internacionales en la Unidad de Negocios Internacionales de la empresa Braskem (Brasil). En el 2006 fue nombrado en dicha empresa como responsable de las evaluaciones del proyecto petroquímico en el Perú.

Con tan sólo mirar alrededor, uno se da cuenta del valor añadido y la practicidad en el bienestar cotidiano de las personas, propiciados directamente por la petroquímica en cualquier lugar, a través de derivados petroquímicos, así como de productos transformados que tienen su origen en dichos insumos. Prácticamente, no hay ambiente y modo de vida donde los productos petroquímicos no estén presentes en mayor o menor grado de exposición o utilización de forma directa y/o indirecta.

No cabe duda de que la petroquímica constituye una de las industrias que más contribuye al proceso de desarrollo industrial de un país, debido a su poder multiplicador: desde la simple comercialización de sus productos y derivados, pasando por la cadena petroquímica de transformación de plásticos -por ejemplo- hasta introducirse en todas las demás industrias y cadenas de productos básicos, intermedios y manufacturados de los más variados sectores de la economía.

A partir de la petroquímica es posible producir fertilizantes, plásticos, termofijos, fibras, elastómeros¹, detergentes, químicos intermedios para la industria de biocidas, pesticidas, explosivos, productos farmacéuticos, agrícolas, aditivos en

(1) Polímeros que en temperatura ambiente pueden ser alargados hasta dos o más veces y vuelven rápidamente a su tamaño original al retirar la presión que sobre ellos se ejerce. Poseen, por lo tanto, la propiedad de la elasticidad. Suelen ser conocidos como cauchos.



general y cosméticos, entre otros. Por ello, la petroquímica es una de las industrias que crea más vínculos con los demás sectores productivos de la vida económica.

La petroquímica siempre ha estado muy asociada a la industria del petróleo, pues productos derivados del refino, como la nafta, han sido pioneros en la industria petroquímica. Además, mejoras y desarrollos en la industria del refino del petróleo se han reflejado positivamente en la industria petroquímica, tal como sucede con los procesos de craqueo² de fracciones más ligeras del petróleo y los progresos en la tecnología de producción de combustibles.

Partiendo de intereses y ventajas empresariales comunes, la consolidación de la industria del refino y de la petroquímica ganó terreno en los años 50 y 60, motivada principalmente por las ganancias de escala y sinergias asociadas al concepto de concentración industrial.

La crisis de los años 70, caracterizada por una disminución de la oferta y un incremento de precios nunca antes presenciado, afectó sobremanera la petroquímica. Sumado a ello, la competencia creciente, el exceso de capacidad añadida y la

recesión económica, hicieron que grandes grupos empresariales abandonaran sus posiciones en actividades petroquímicas y se volcaran hacia actividades más lucrativas como la industria química.

En los años siguientes, con la reestructuración de los productores europeos y la emergencia de los asiáticos en el escenario global, cuando prevalecieron menores precios del petróleo y derivados, fueron aún más amplios los cambios ocurridos en la petroquímica global. Las principales empresas fueron blanco de fusiones y adquisiciones a fin de fortalecer sus posiciones de mercado, ampliar economías de escala y reforzar la capacitación tecnológica; todo ello causó concentración, aumento de escala de producción y mayor integración de la cadena petroquímica.

En el ámbito de la industria del petróleo y del gas, cambios geopolíticos provocaron conflictos y crisis: desde la constitución de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en 1960, hasta las dos crisis del petróleo en la década del 70, que forzaron a los países productores a asumir el control de precios y producción antes exclusividad de las empresas petrolíferas privadas. Asimismo, ocurrió una progresiva disminución de la participación de los países desarrollados en las reservas en comparación

(2) Es como se denominan varios procesos químicos en la industria, principalmente en la petroquímica, donde un compuesto es dividido en partes menores a través de la acción de calor y/o catalizador.

con la de los países en desarrollo, además de una reducción del papel de las empresas privadas frente a la fuerte expansión de las empresas nacionales de petróleo, esencialmente estatales. Hace treinta años, las empresas privadas dominaban el 95% de las reservas de petróleo; actualmente, el 93% de ellas están en manos de empresas estatales.

Aunque empresas internacionales como, por ejemplo, Exxon Mobil, BP y Shell aún son las mayores productoras y concentran la mayor capacidad de refino, son las empresas nacionales las que controlan gran parte de las reservas mundiales de petróleo y gas. En esta relación se puede mencionar a Saudi Aramco, Sinopec, Petrochina, PDVSA, PEMEX, Gazprom y la iraní NIOC.

A raíz de la alteración del escenario, con la expansión de empresas nacionales, la industria petroquímica empieza también a sentir sus reflejos a través de la constitución de empresas subsidiarias y de la integración vertical mediante la expansión de la capacidad de petroquímicos básicos y de las principales *commodities* (polietileno y polipropilenos, entre otros), con ventajas de costo y amplia disponibilidad de materias primas, principalmente por el uso intensivo del gas natural en el Oriente Medio, derivado de la producción de petróleo en la región.

El escenario actual de la petroquímica mundial experimenta una nueva ola de cambios estructurales que envuelven la consolidación de nuevos actores, paralelamente a una mayor adaptabilidad y flexibilidad de las empresas químicas líderes mundiales que empiezan a buscar sociedades internacionales y la formación de *joint ventures* con los nuevos participantes. Al mismo tiempo se desplazan los principales ejes productory consumidor-crecimiento de Oriente Medio y Extremo Oriente y, en menor medida, América Latina en detrimento de los países desarrollados, que juntamente con Asia serán los probables importadores líquidos de petroquímicos.

Tal como se ha mencionado, la petroquímica se caracterizó en el pasado por haber sido una herramienta vinculada solamente a países desarrollados, propiciando el liderazgo de pocos *players* que dominaban las tecnologías aplicadas en los procesos petroquímicos. Dado que la petroquímica estuvo siempre muy ligada a actividades de óleo y gas, es natural que grandes

grupos empresariales vinculados a la industria del petróleo se hayan posicionado estratégicamente, apropiándose de las actividades petroquímicas a través de la verticalización de sus actividades.

Por esa razón, la cadena petroquímica oriunda de la actividad de la industria del petróleo se mantuvo activa y dominada por países desarrollados hasta prácticamente inicios de la década de los años 80. Paulatinamente, este modelo fue convirtiéndose en otro, con mayor presencia y dominio de empresas nacionales de petróleo, cuya gestión de las reservas y materias primas, competitividad, escala y posicionamiento con relación a los mercados consumidores, provocaron cambios profundos en el liderazgo de la industria petroquímica.

Por fin, la tecnología deja de ser un activo de dificultad de acceso, dependencia o de alta barrera de entrada, para transformarse en un ítem adicional que puede ser obtenido a través de adquisición o de negociación para la formación de nuevos grupos empresariales por medio de *joint ventures*. Es decir, sin que haya dejado de ser importante, la tecnología pasa a ser solamente un aspecto más en la balanza del negocio petroquímico global.

1. Del Petróleo a la Petroquímica

El petróleo crudo no es empleado de forma directa, sino que exige operaciones físicas y químicas realizadas en las refinerías, destinadas a separar las fracciones deseadas que dan origen a productos con usos y mercados específicos, desde combustibles hasta materias primas petroquímicas, como la nafta. El gas natural también genera productos empleados en la petroquímica, como por ejemplo el metano, etano, propano y butano.

En la operación de refino se emplean procesos de purificación como la retirada de azufre y agua, procesos de destilación atmosférica, destilación al vacío y extracción de aromáticos que desmiembran el petróleo en sus diversas fracciones; y los procesos de conversión, de naturaleza química, que tienen como objetivo modificar la composición molecular de una fracción con el intento de valorizarla económicamente. De este rol de procesos hacen parte el craqueo térmico, el craqueo retardado, la

viscorreducción y los procesos catalíticos (FCC, alquilación³ y reforma).

La industria petroquímica es la parte de la industria química que utiliza como materia prima la nafta o el gas natural. Solamente cerca de un 5% de todo el petróleo y gas procesados en el mundo son empleados por ella.

La producción petroquímica empieza tras el refino y utiliza la nafta o los subproductos obtenidos en las operaciones de craqueo y de la reforma catalítica o del procesamiento de gas natural. En el caso de gas asociado, puede obtenerse metano, etano, propano y butano, que son materias primas petroquímicas. También se puede emplear el condensado, un tipo de petróleo que puede ser mezclado a la nafta, a efectos de craqueo.

La petroquímica del metano es ampliamente desarrollada y volcada hacia la producción de gas

en general, insumos intermedios farmacéuticos, agrícolas, entre otros.

El tipo de materia prima empleado por la petroquímica posee rendimientos variados y determina un mix diferenciado de productos. Por ejemplo, al utilizar nafta se produce alrededor de un 30% de etileno, otras olefinas y también aromáticos. El etano al ser craqueado produce cerca de un 80% de etileno y otras olefinas en menor cantidad. En este caso no se generan estructuras orgánicas más pesadas, como es el caso de los aromáticos, hecho que le confiere a la unidad de producción petroquímica una disminución de unidades de producción como la separación y purificación de estos productos aromáticos.

La siguiente tabla detalla algunas características en la utilización de nafta y de etano como materia prima para la petroquímica de olefinas:

Nafta	Etano
Mayor versatilidad entre la producción de olefinas y aromáticos.	Produce esencialmente etileno (olefinas).
Exige instalaciones de refino de petróleo.	No exige instalaciones de refino de petróleo.
Operaciones más complejas.	Operaciones menos complejas.
Menor rendimiento (con relación a la producción de etileno).	Mayor rendimiento (con relación a la producción de etileno).
Más emisiones.	Menores emisiones.

Fuente: Elaboración Propia

de síntesis⁴, del cual se derivan productos como metanol, ácido acético y amonio, componente importantísimo para la industria de fertilizantes como urea y fosfatos, por ejemplo, el fosfato mono-amoniaco (MAP) y fosfato diamónico (DAP).

Otros grandes bloques de la petroquímica, ya mencionados anteriormente, son las olefinas (etileno, propileno, y derivados del corte C4, como el butadieno) y los aromáticos (benceno, tolueno y xilenos) obtenidos a partir del craqueo de la nafta y de los componentes de gas natural. Las olefinas y aromáticos son materias primas usadas en la fabricación de productos intermedios como polietilenos, polipropilenos, productos intermedios para la producción de fibras, detergentes, químicos

En resumen, las industrias petroquímicas de Asia y Europa emplean la nafta como materia prima, mientras que Oriente Medio y América del Norte utilizan principalmente el etano. Brasil utiliza, sobre todo, cargas líquidas, como nafta y condensados, pero ya posee una unidad que opera con etano y propano. Las unidades actuales que procesan nafta, también poseen instalaciones para procesar los condensados, pero en menor medida.

2. Características de la Industria Petroquímica

Indudablemente, desde el punto de vista del valor agregado y el efecto multiplicador, la

(3) En el contexto del refino de petróleo, alquilación se refiere a la particular alquilación del isobutano con olefinas, Es un aspecto principal del tratamiento del petróleo para la obtención de moléculas mayores específicas.

(4) CO+H2 producido a partir de la reforma del metano.

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, absolutamente elementales y potencializadores de nuevas oportunidades de generación de divisas, nuevos negocios, renta y empleo.

Otra importante particularidad de la industria petroquímica es ser intensiva en energía y capital, manejándose en un ambiente donde las barreras de entrada son muy altas y hay concentración de grandes empresas y movimientos cíclicos de inversiones, precios y márgenes de utilidad. En consecuencia, el capital y la tecnología son fundamentales en la toma de decisiones de inversión, tanto en proyectos *greenfield*⁵ como también en la ampliación de la capacidad de producción, puesto que los incrementos de producción deben entrar en el mercado en el momento de menor oferta de productos.

Esta disputa de ocupación de espacios hace que en petroquímica no haya prácticamente espacio para dos o más decisiones de inversión en el mismo sitio y al mismo tiempo. Una vez tomada la decisión de invertir, se requiere un período de 4 a 5 años, que pasa por las fases de ingeniería, construcción, comisionamiento⁶ y finalmente, el inicio de la producción.

En función del largo período de maduración de las inversiones, la expansión de la oferta ocurre "por saltos" delante de la demanda, con grandes incrementos de capacidad instalada a cada ciclo de inversión. Ello implica necesariamente un patrón de desequilibrio permanente que alterna períodos de precios y márgenes mayores en el mercado, con períodos de baja demanda y compresión de márgenes, precisamente a causa de la evolución asincrónica entre la oferta y demanda de productos petroquímicos.

Además, otros factores de mercado alteran el ciclo petroquímico: el reciclaje, el comportamiento del consumidor y la permanente competencia entre diferentes tipos de materiales para una misma

aplicación final como son, por ejemplo, las disputas entre plástico y metal, o plástico y vidrio.

Con relación a la competitividad, los principales factores de la industria petroquímica son: la escala de producción; la integración -obteniendo economías de alcance⁷; tecnologías que permitan lograr ventajas de costo y energía; el costo de materia prima y su acceso garantizado por más de 20 años, que representa alrededor del 80% del costo de producción de los petroquímicos básicos.

Otro punto importante es el costo logístico, dado que, con el incremento de las capacidades productivas son generados naturalmente excedentes exportables. Así, una plataforma logística competitiva contribuye de forma positiva al éxito del emprendimiento, ya que con la globalización y la búsqueda de mayor intercambio comercial, disminuyen sensiblemente las barreras de acceso a los diversos mercados.

3. Producción Mundial

Actualmente, la producción de petroquímicos básicos se concentra en Asia, seguida de América del Norte y Europa. Oriente Medio, por otro lado, viene ganando espacio en la oferta de petroquímicos básicos y, a corto plazo (hasta 2015), deberá aumentar su participación de forma intensiva debido al gran número de proyectos en la región, en sintonía con el reciente movimiento petroquímico de proximidad de las fuentes de materia prima, bajos costos de producción y plataforma logística avanzada.

A título de ejemplo, de las 120 millones de toneladas de etileno producidas actualmente en el mundo, Asia detiene cerca del 40%, América del Norte, 25%, Europa, 20% y América Latina, 4%. La expresiva cartera de proyectos en Oriente Medio, conjugada con unidades de producción de baja competitividad en Europa, contribuirá a una rápida alteración en el panorama de la oferta de petroquímicos básicos.

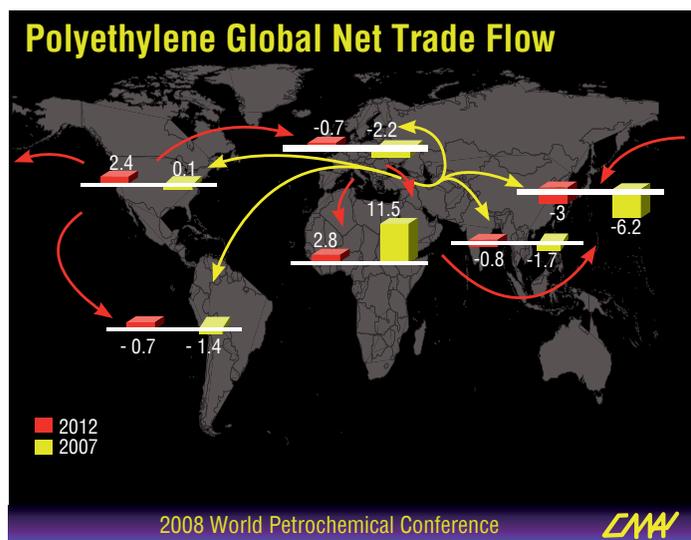
(5) Se trata de un proyecto que viene siendo concebido, aunque actualmente no hay ninguna acción empresarial para concretarlo. Es un Proyecto nuevo, desde su concepción hasta la operación.

(6) Proceso sistemático para garantizar que los sistemas que conforman una nueva construcción ó proyecto, interactúen entre sí de acuerdo con la documentación originada en los procesos de planeación, diseño y construcción, y las necesidades operativas de los dueños del proyecto.

(7) Hace referencia a que es más barato producir dos o más productos juntos que producirlos por separado. El factor de importancia particular es la presencia de materias primas comunes.

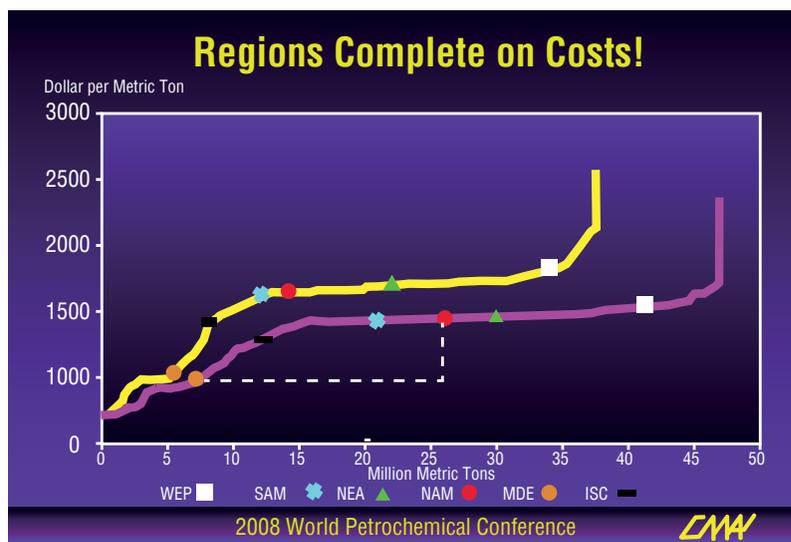
El cuadro siguiente presenta la situación del flujo de oferta de resinas de polietileno en los años 2007 y 2012.

de China e India. Solamente para ejemplificar, actualmente cerca del 55% al 60% del comercio mundial tiene lugar en la cuenca del Pacífico.



Como se ha mencionado antes, los principales proyectos petroquímicos en el mundo están ubicados en Oriente Medio, debido a la disponibilidad de gas natural, y contribuyen al aumento de la participación del etano como materia prima en la producción del etileno. Otro factor aliado a la disponibilidad es el bajo costo de la materia prima, hecho que le confiere a esta región, una ventaja comparativa inigualable en relación a las demás regiones, así como se constata en el siguiente cuadro.

En cuanto a América Latina, Brasil es el principal productor petroquímico básico y de productos intermedios (resinas poliolefínicas, vinílicas y otras). La situación actual de América Latina suscita interés, debido a la existencia de puntos estructurales de menor y mayor oferta de materia prima. Es el caso de Chile, Argentina, Colombia, Trinidad & Tobago y Venezuela, países que poseen una base petroquímica interesante y, finalmente, Perú y Bolivia, con grandes



Fuente: CMAI, WPC - 2008

Desde el punto de vista de la demanda, Asia deberá continuar como el principal mercado consumidor en los próximos años, con énfasis en los mercados

potencialidades en función de las reservas de gas natural.

El Perú, particularmente, posee una ventaja adicional que es el contenido potencial promedio de etano en la corriente de gas natural, por arriba del promedio de la región, hecho que le permite acelerar su desarrollo petroquímico para la producción de polietilenos, por ejemplo.

4. Modelo Petroquímico en Brasil

Sin sombra de duda, así como ocurrió en el mundo, no es posible explicar el inicio de la petroquímica brasileña sin vincularlo a la actividad de refino. Fue exactamente con la creación de Petrobras en 1952, que la industria petroquímica empieza a ganar espacio en el contexto industrial del país. Cabe resaltar que la ley que creó Petrobras declaraba el monopolio de la Unión sobre el refino de petróleo en Brasil, pero no incluía las actividades de la industria petroquímica.

Solamente en 1954 el *Conselho Nacional do Petróleo* (CNP), declaró que la petroquímica sería función de la iniciativa privada, garantizando paralelamente, el abastecimiento de materia prima necesaria. En 1957 el mismo CNP faculta a Petrobras la producción y comercialización de los petroquímicos básicos, al mismo tiempo que prioriza la distribución de estos productos a las empresas que tuvieran mayor participación de capital nacional. Esta medida fue tomada en una época en que los grupos empresariales locales no eran fuertes y había un gran dominio de empresas no nacionales. Evidentemente, el mundo de los años 50 era totalmente diferente del actual, caracterizado por apertura y mayor participación de empresas internacionales en varios segmentos y países.

A partir de los 60, con la creación de la *Comissão para o Desenvolvimento Industrial* (CDI), que pretendía la promoción y orientación de la expansión del parque industrial brasileño, el Estado empieza a planear e incentivar la expansión industrial de forma general, afectando también a la industria petroquímica.

Del CDI surgieron una serie de grupos ejecutivos que efectivamente perfilaron de forma explícita que el desarrollo de la industria petroquímica nacional correspondería a la iniciativa privada, incluso para

los productos petroquímicos básicos, marcando así una segunda fase que priorizaba al empresariado nacional. En la práctica, esta etapa implicó la llegada de grupos internacionales al tiempo que empezaban a sobresalir grupos nacionales como Capuava y Ultra.

Fue una fase de pionerismo con las consecuencias naturales del reto que entonces se iniciaba en Brasil. Dificultades como intensidad de capital, algunos problemas derivados de tecnologías disponibles en aquella época y de consolidación propiamente dicha de la industria petroquímica brasileña, hicieron que algunos proyectos sufrieran retrasos frente a la salida de empresas internacionales del proceso. En aquella época se concluyó que el país no podía correr el riesgo de perder esos activos en construcción y que, aliado a esto, el ambiente existente no permitía que el empresariado nacional sostuviera la salida de inversionistas extranjeros.

Por lo tanto, la única alternativa para concluir los proyectos consistía en la participación del Estado. Sin embargo, había un obstáculo legal que no permitía a Petrobras asociarse a cualquier emprendimiento. Este impedimento fue superado mediante la creación de la concesión del Gobierno para que Petrobras constituyera una subsidiaria a fin de ocupar el espacio necesario. Así, en 1968 se creó Petroquisa, que asumió antiguas petroquímicas de Petrobras y se asoció a Petroquímica União y a Ultrafertil. De hecho, ahora sí, nacía y crecía la petroquímica en Brasil, en el estado de São Paulo.

Así pues, el Estado vuelve a actuar como inversionista, debido a la fragilidad de la iniciativa privada de aquel entonces y a la incertidumbre de las multinacionales que años antes habían abandonado algunos proyectos petroquímicos. Añádase, además, que Brasil pasa por una fase de crecimiento acelerado, el llamado *milagre* (milagro), con altas tasas de crecimiento del PBI y alta demanda de productos petroquímicos, principalmente para atender la demanda del mercado local.

De esa manera, la nueva matriz del proceso de industrialización petroquímica en Brasil tenía a Petroquisa como protagonista, acompañada de la participación del empresariado local y de las multinacionales poseedoras de las tecnologías. Así se creaba el modelo *tripartite* (tripartito), estableciendo que el capital nacional debería ser mayoritario (a

través de Petroquisa y del empresariado local) y la participación estatal nunca sería inferior a cualquier socio. Este modelo resultó en la mayoría de las nuevas empresas petroquímicas, en una participación accionaria de un tercio para cada uno de los socios, mientras que la participación de la empresa multinacional solía ser hecha a través del aporte de su tecnología.

Basado en el modelo tripartito, el desarrollo de la petroquímica brasileña pasó por la planificación del polo petroquímico de Camaçari, en el estado de Bahía (nordeste de Brasil), proyecto que agregó la necesidad de descentralización del proceso de industrialización del país.

La central petroquímica proyectada debería estar ubicada cerca del suministro de materia prima, que en este caso fue la refinería Landulfo Alves (RLAM), en Mataripe (Bahía). Así pues, en 1972, fue creada la Companhia Petroquímica do Nordeste (COPENE), empresa subsidiaria de Petroquisa. Ya las empresas de segunda generación crecieron alrededor de COPENE dentro del modelo tripartito, deteniendo

actualmente decisivos. Desde el punto de vista económico, el ambiente en el Brasil de los años 70 era el de un mercado en expansión y demandante de mayor oferta de productos.

A medida que la industria petroquímica brasileña ganaba espacio y la demanda por productos petroquímicos aumentaba, pronto se llegó a la conclusión de la necesidad de aumentar la capacidad de producción para atender a la creciente demanda. Bajo este escenario, y en conjunto con la decisión de descentralización industrial en el país, hacía falta un nuevo proyecto. A finales de los años 70 empezó la planificación del polo petroquímico de Triunfo, localizado en el estado de Rio Grande do Sul (extremo sur de Brasil). Concretamente, en 1976, se fundaba la Companhia Petroquímica do Sul (COPESUL).

La participación de Petroquisa en el proceso de desarrollo de la petroquímica, a través del modelo tripartito, contribuyó a su fortalecimiento económico, financiero y tecnológico, también actuó como factor propulsor del crecimiento del capital privado, a pesar de no reforzarlo. Esta paradoja hizo que el



cerca del 50% de COPENE, según el concepto de polo petroquímico de hecho, con una localización única y con infraestructura adecuada a la implantación y operación de los proyectos.

El modelo tripartito constituyó la palanca que impulsó el desarrollo de la petroquímica en Brasil, pero presentaba algunas restricciones, como por ejemplo, la decisión a priori de la tecnología en función del grupo empresarial internacional interesado en participar de los proyectos. Es decir, la elección de la tecnología no llevaba en consideración aspectos relevantes como: el análisis con relación al mercado consumidor, segmentación, temas logísticos y otros

crecimiento petroquímico se pulverizara en varios pequeños grupos empresariales, con baja capacidad para acompañar la velocidad de los cambios estructurales de la petroquímica global, hecho que caracterizó el carácter eminentemente desarrollista del Estado brasileño.

La década de los años 80 supuso un período de grandes turbulencias económicas, con períodos de inflación alta, estancamiento del crecimiento del país y con ciclos de planos económicos heterodoxos. Este ambiente de extrema volatilidad produjo una reevaluación del papel del Estado en la industria petroquímica nacional.

A inicios de los años 90 tiene lugar un intento de estabilización de la moneda en Brasil, lo que provocó una fuerte retracción de la economía nacional, el estancamiento de los mercados consumidores y la eliminación de las barreras tarifarias. En este momento empezó el proceso de privatización de la industria petroquímica nacional, con la venta de las acciones de Petroquisa a empresas que no fueran las centrales de materia prima (la llamada primera generación petroquímica o petroquímica básica). Este proceso hizo que el Estado no interfiriera más en las decisiones de desarrollo y planificación de la industria petroquímica. El primer paso hacia la reestructuración petroquímica fue dado con el Programa Nacional de *Desestatização* (PND), que tenía como objetivo redefinir el papel del Gobierno Federal, reducir la deuda del sector público y fortalecer los mercados de capital local.

Aprovechando las oportunidades del sector petroquímico brasileño de aquella época, los grupos empresariales Odebrecht, Ipiranga, Suzano y Ultra amplían su actuación en el escenario petroquímico local; resaltando que estos grupos ya poseían aisladamente participaciones en empresas petroquímicas antes del proceso de privatización propiamente dicho. Si por un lado este movimiento apuntaba hacia el inicio de una reorganización petroquímica, por otro daba a entender que el proceso de consolidación de la industria petroquímica nacional aún tenía un largo recorrido hasta lograr un modelo de competitividad capaz de sobrevivir y crear condiciones para su crecimiento efectivo.

La cuestión petroquímica dentro de la propia Petrobras permanecía sin estar completamente solucionada, puesto que la industrialización de corrientes de refino, a través de la nafta, del gas natural o de corrientes de refinerías hacía que cada vez más aquella industrialización estuviera vinculada a la petroquímica básica e intermedia, de modo que se lograra una cadena petroquímica absolutamente competitiva y con acceso a condiciones de materia prima, capaz de suplir la demanda por productos de Brasil y de los mercados de exportación.

Otro gran paradigma abandonado se dio con la privatización de COPENE en el 2001, cuando el grupo Odebrecht, junto con el grupo Mariani, empezó a construir las bases de la nueva petroquímica brasileña, a través de la fusión entre la primera y segunda generación petroquímica, con ganancias

de sinergia expresivas en términos de escala y optimización del *portfólio* de productos. Así, en el 2002 se formó Braskem, el primer gran grupo empresarial petroquímico de Brasil, bajo la gestión de Odebrecht.

Esta evolución fue el resultado de la fusión de empresas como COPENE, Nitrocarbono, Proppet, OPP/Trikem y Polialden. A partir de ahí, nuevas consolidaciones entran en la agenda de la reorganización petroquímica nacional, como por ejemplo, la incorporación de Politeno por Braskem en el complejo petroquímico de Camaçari. El nuevo modelo causó un impacto extremadamente positivo, debido a la consolidación de la primera y segunda generación en una misma empresa, y a la ruptura con el modelo de separación existente hasta entonces entre la central petroquímica y las empresas usuarias de sus productos básicos.

Paralelo a ello, Petrobras reorganiza su papel en la petroquímica nacional y se posiciona como *player* minoritario relevante participando activamente en la consolidación del sector petroquímico a fin de aumentar su competitividad. En esta época surge RioPol ya como planta integrada desde el craqueo a la polimerización, innovando al utilizar materia prima 100% a base de gas.

Después de ello, Petrobras adquiere la participación de los activos petroquímicos del Grupo Suzano reorganizándolos juntamente con los del grupo Unipar. Se formó así Quattor, la segunda gran empresa petroquímica brasileña capaz de mantener la polarización con Braskem y habilitar a las dos nuevas empresas a participar de forma competitiva en el negocio petroquímico mundial.

Enseguida tiene lugar una reorganización de la petroquímica nacional con el aumento de la participación de Petrobras en Braskem, mediante adquisición conjunta con el Grupo Ultra de los activos del Grupo Ipiranga, cuya parte petroquímica fue incorporada a Braskem y la parte de distribución de combustibles a Petrobras y al Grupo Ultra. Asimismo se acordó que la refinería del Grupo Ipiranga pasaría a ser gestionada por las tres empresas.

Otro efecto positivo de la sinergia e integración de la petroquímica al refino, es la inauguración de la unidad de producción de polipropileno de Braskem, en el estado de São Paulo, que utiliza corrientes de

propileno a partir de gas de refinería y no, como era tradicional, a partir del craqueo de nafta. Esto significa que la creciente integración entre refino y petroquímica, ya observada en países como India, Arabia Saudita y China, pasa a ser realidad también en Brasil.

Como último acto hacia una reorganización consolidada de la petroquímica brasileña, Petroquímica Triunfo ha sido incorporada hace poco a Braskem. De este modo, la integración que ya había tenido lugar en Camaçari se vuelve realidad en el complejo petroquímico de Triunfo.

Por todo ello, la petroquímica brasileña se encuentra hoy día en fase de consolidación y en condiciones de dar pasos mayores hacia la búsqueda de un crecimiento orgánico del país y del apalancamiento de nuevos mercados fuera de Brasil, de forma más amplia y más allá de una simple posición comercial a través de sus exportaciones.

Tras esta reorganización, las empresas Braskem y Quattor poseen la siguiente composición accionaria (capital total):

Braskem	Quattor
Odebrecht: 38,3%	Unipar: 60%
Petrobras: 25,3%	Petrobras: 40%
BNDSPar: 5,1%	
Otros: 31,3%	

Fuente: Elaboración propia

Paralelamente a la consolidación de Petrobras con los grupos empresariales Odebrecht y Unipar, la estatal brasileña viene trabajando intensamente en dos nuevos frentes, que suponen agregación de valor en su cadena productiva, ratificando así la integración de los procesos petroquímicos con los de refino.

La primera frente se refiere al proyecto Comperj, en el estado de Rio de Janeiro, ya implantando la integración petroquímica de primera y segunda generación con el refino. El concepto de este proyecto consiste en la innovación tecnológica a través de la maximización de olefinas livianas (etileno y propileno) mediante la utilización de dos procesos complementarios: la tecnología tradicional de la

pirólisis con vapor (*steam cracker*), con énfasis en la producción de etileno y una tecnología innovadora, el FCC Petroquímico para la producción de propileno.

Además del carácter de integración ya mencionado, el proyecto Comperj será la primera tecnología del mundo en utilizar carga pesada proveniente de petróleo con características nafténico-aromáticas. El aprovechamiento del petróleo pesado de Marlim, en la cuenca de Campos, tiene como objetivo añadir valor a la materia prima disponible, reduciendo la exportación de este insumo a través de una mayor oferta de productos petroquímicos básicos e intermedios, integrados en un mismo complejo industrial.

La segunda frente consiste en la evaluación y planeamiento de cómo apalancar las reservas del estrato pre-sal, ricas en gas natural. Este insumo podrá permitir a la petroquímica brasileña un nuevo salto tecnológico con relación al nivel de ingeniería, garantizando a la industria petroquímica nacional una posición de gran ventaja comparativa en relación a los demás competidores mundiales.

Finalmente, hay que resaltar la relevante participación del *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social* (BNDES), como agente financiero en todo el proceso de formación, crecimiento y maduración de la petroquímica brasileña. Esta participación tuvo una contribución decisiva al permitir el rompimiento del límite de endeudamiento de las empresas, sea a través de la ampliación de los recursos propios para la financiación de los accionistas, sea a través de forma directa o de participación accionaria del Bndespar, que es su empresa de participación. El sistema BNDES montó un amplio y sofisticado apoyo financiero a las empresas de primera y segunda generación de los polos petroquímicos.

5. Capacidad de Aprendizaje e Innovación

Al hacer una retrospectiva de la historia de la petroquímica en Brasil se perciben momentos de participación activa del Estado, como ocurrió en las etapas de la ecualización del desarrollo inicial y de crecimiento, pasando por el surgimiento, crecimiento y maduración de los varios grupos empresariales



a lo largo de esta historia. Al final de esta carrera industrial el país supo estructurarse y prepararse para la competitividad que ultrapasa las fronteras de un mercado o una nación.

La capacidad de aprendizaje, la adecuación a los cambios del ambiente y la alta capacidad empresarial hicieron de los grupos privados Odebrecht y Unipar, juntamente con Petrobras, una de las grandes fuerzas de la petroquímica latinoamericana en términos de petroquímica básica e intermedia con énfasis en termoplásticos. Sólo esto ya sería suficiente para el éxito de las operaciones, pero la innovación pasa a ser otro factor de gran ventaja de la petroquímica brasileña, desde la altísima capacidad y competencias asignadas al *Centro de Pesquisas de Petrobras* (CENPES) -como es el caso de la tecnología de craqueo de petróleo pesado para la producción petroquímica- hasta la continua mejoría de procesos de producción y de productos y nuevas aplicaciones asignadas al centro de investigación de las empresas.

El pionerismo en busca de materias primas alternativas como etanol y glicerina constituye un gran avance. Estas dos fuentes ya garantizaron posiciones importantes para alcanzar el liderazgo. Ejemplo de ello es Braskem, que logró producir etileno a partir del etanol para la producción del Polietileno Verde. De esta iniciativa resultó la decisión y anuncio de la construcción de una unidad de producción de etileno a partir del etanol de 200.000 ton/año. En el caso de Quattor, iniciativas en la línea de producción del propileno a través de glicerina, un subproducto de la producción del biodiesel, empieza igualmente a ganar terreno. También Solvay de

Brasil ya ha anunciado planes para la producción de etileno, a partir del etanol, como materia prima para la producción de resinas de PVC.

Toda esta tecnología asociada fue desarrollada en el país. Por lo tanto puede afirmarse que la petroquímica brasileña arranca con pionerismo global en busca de crecimiento sustentable por medio de la diversificación de materias primas, potencializando sus fuentes renovables y disminuyendo así la dependencia de aquellas de origen fósil.

6. Mercado Petroquímico en Brasil

En Brasil, la petroquímica se fue adaptando a la realidad interna con continuas expansiones de capacidad productiva para atender a la demanda interna del país, al mismo tiempo que generaba mayores divisas en función de las exportaciones naturales derivadas de la característica cíclica de la petroquímica.

Desde el punto de vista de la oferta, hoy día la petroquímica brasileña posee un perfil de producción de petroquímicos básicos que gira alrededor de los 7,8 millones de toneladas⁸, la mayor parte corresponde al etileno y propileno⁹, con 3,7 y 2,2 millones de toneladas respectivamente, lo que coloca a Brasil en el 12º lugar en el ranking mundial y 1º en el latinoamericano, respondiendo por más de dos tercios del total regional.

(8) Abiquim – 2008

(9) Abiquim 2008. Considerado propileno de refinería

Gran parte de esta oferta de petroquímicos básicos se consume internamente para la producción de resinas plásticas, con un parque instalado de producción de 5,8 millones de toneladas de resinas de PEBD, PELBD, PEAD, PP, PVC y PS.

La facturación de productos químicos de uso industrial, en el que se incluyen los petroquímicos básicos e intermedios para resinas y fibras, resinas termoplásticas y termofijas y elastómeros alcanzó en el 2008 valores estimados en US\$ 23 mil millones, representando cerca del 20% de la facturación total de la industria química brasileña¹⁰.

Después de los años 70, Brasil vivió durante muchos años fases de relativo crecimiento con otras de retracción económica, situación fruto de su vulnerabilidad financiera y de la inflación interna. Una vez estabilizada la economía, a inicios de los años 90, gran parte de consumidores excluidos del mercado empiezan a tener su poder de compra resguardado, lo que les permite el acceso al mercado consumidor.

La estabilidad económica provocó un incremento substancial del consumo per capita de plásticos, pasando de los 18 kg/habitante en 1997 a los 27,5 kg/habitante en el 2008¹¹. En consecuencia el consumo aparente¹² de resinas termoplásticas en el 2008 se situó alrededor de los 5,3 millones de toneladas, representando un crecimiento de 6,9% con relación al 2007.

En Brasil, la industria de alimentos continua siendo la mayor consumidora del sector, con una participación del 17,5%; seguida por el sector construcción civil, con 15,6%; embalajes, con 14,5%; agrícola con 10,6%; utilidades domésticas con 9,3%; higiene y limpieza con 7,1%; calzado con 4,8%; electro electrónicos con 2,4%; cosmético/farmacéutico con 2%; automovilístico con 1,3% y juguetes con 0,1%.

En el 2008, el sector de transformados plásticos facturó US\$ 22 mil millones¹³, que representa un crecimiento del 12,2% con relación al año anterior. Si consideramos la serie desde el año 2000, el sector ha crecido a una tasa anual del 9,35%. Este excelente

desempeño hizo que en el 2008 la industria de transformación se convierta en el 7º mayor segmento de la economía brasileña¹⁴.

Del número de empresas transformadoras de plásticos¹⁵ en Brasil, estimadas en 11.329; el 94,3% de ellas son consideradas pequeñas (hasta 99 empleados); 5,29% de porte mediano (hasta 499 empleados) y solamente un 1% son empresas consideradas de gran porte (más de 500 empleados).

Una de las características del sector de transformación de material plástico es el hecho de emplear mano de obra intensiva. Además, según RAIS, los estimados sugieren cerca de 317.794 empleados directos, de los cuales alrededor del 81% están asignados directamente al área de producción, 15% actúan en las áreas administrativas y de marketing y otro 4% hace referencia a los propietarios y socios. Otra información relevante es el nivel de escolaridad: cerca del 43,7% de los empleados poseen educación mediana completa.

7. Cadena Petroquímica

221

Sin duda alguna, bajo la óptica de mercado, la petroquímica en Brasil nació para armonizar la creciente demanda de productos petroquímicos y la ausencia de oferta interna. Evidentemente, esta nueva industria trajo mucho más beneficios que la simple resolución de la ecuación oferta y demanda de mercado, restringida al análisis de los productos petroquímicos.

En este sentido, se pueden enumerar otras ventajas derivadas de la transformación de plásticos, tales como: la alteración del perfil deficitario de la balanza comercial brasileña de productos químicos, en especial petroquímicos, y la generación de empleos directos en las industrias formadoras y participantes de la cadena petroquímica, como por ejemplo, las empresas transformadoras de plásticos, empresas de máquinas de transformación de plásticos, moldes y accesorios.

(10) Productos químicos de uso industrial + Productos químicos de uso final

(11) Informaciones de RAIS/MTE: Relação Anual de Informações Sociais do Ministério do Trabalho e Emprego

(12) Producción + importaciones – exportaciones

(13) Abiplast

(14) Resenha Petroquímica

(15) Informaciones de RAIS/MTE: Relação Anual de Informações Sociais do Ministério do Trabalho e Emprego

Además, diversos beneficios significativos son generados en otras cadenas productivas.

Buen ejemplo de ello son las industrias de insumos para la beneficiación y acabamiento de productos transformados en plásticos en general, línea blanca, automovilística, industria de construcción civil, industria de infraestructura de saneamiento básico, farmacéutica y cosmética, entre otras, provocando una amplitud y efecto multiplicador que ultrapasa las fronteras del negocio petroquímico.

Toda esa nueva dimensión de industrias y cadenas productivas formadas a partir de la petroquímica acaba creando beneficios tangibles como la generación de impuestos, divisas exportadoras de *commodities* y manufacturados con significativo valor añadido, creación de empleos directos e indirectos y el efecto renta sobre todos los sectores de la economía de un país que estén vinculados a la industria petroquímica.

Esencialmente, la organización de un mercado debe tener en cuenta las soluciones y productos demandados por los consumidores. En consecuencia, la madurez y crecimiento de un mercado depende de la capacidad empresarial para satisfacer estas necesidades de forma organizada, creativa y competitiva. La petroquímica no representa ninguna excepción a esta regla y, en Brasil, viene trabajando de modo estructurado, buscando ampliar las oportunidades para atender al crecimiento orgánico interno, al mismo tiempo que participa en el comercio internacional de manera cada vez más presente e intensa.

Ese modelo de trabajo estructurado e integrado es el resultado de la constante alteración del ambiente externo, de modo que la supervivencia y crecimiento de una industria depende de la salud y pujanza de la cadena productiva en su totalidad, con un perfil constructivista y estructurado hacia la búsqueda continua de competitividad y crecimiento. La industria petroquímica no está aislada, sino que está sometida a la misma exposición que cualquier otro proceso productivo con reconocido valor añadido. Por lo tanto, no hay más espacio para una actuación aislada de empresas. Las relaciones empresariales se vuelven mucho más amplias y estructuradas entre sí y los diversos *stakeholders* partícipes directos o no de la cadena petroquímica.

En el caso brasileño de la cadena petroquímica de plásticos, ésta se ha estructurado a través

del acercamiento de Petrobras, de las empresas petroquímicas, de las empresas transformadoras de plásticos, además de las diversas entidades de clase como por ejemplo *Associação Brasileira de Indústrias Químicas* (ABIQUM), *Associação Brasileira de Máquinas e Equipamentos* (ABIMAQ), *Associação Brasileira da Indústria do Plástico* (ABIPLAST), *Associação Brasileira da Indústria de Embalagens Plásticas Flexíveis* (ABIEF), *Associação Brasileira das Indústrias de Cloreto de Polivinila* (ABIVINILA), *Instituto do PVC*, *Instituto Nacional do Plástico* (INP), *Associação Brasileira de Normas Técnicas* (ABNT), *Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial* (SENAI) y otras no menos importantes; contando asimismo con la participación del gobierno de Brasil, en los diversos niveles, en la construcción de acciones que permitieron el crecimiento competitivo de todos los involucrados en el proceso de la industria petroquímica, generando acciones para el desarrollo y nuevas aplicaciones de mercados. Como resultado de estas iniciativas, actualmente, la cadena petroquímica brasileña está entre las 10 mayores del mundo.

En la práctica, del acercamiento y compromiso entre las diversas entidades, son estructurados e implementados programas con una visión sistémica para el crecimiento de la cadena. Podemos mencionar como ejemplo el *Programa Export Plastic*, una sociedad entre la cadena del plástico y el gobierno brasileño por medio de la *Agência de Promoção de Exportações e Investimentos do Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior do Brasil* (APEX – Brasil).

Este programa reúne toda la cadena alrededor de objetivos comunes como apalancar las exportaciones de productos transformados de plásticos, crear empleos, solidificar la cultura exportadora de las empresas transformadoras de plástico y posicionar a Brasil como *global player*. Recientemente, APEX estuvo en Lima, donde fueron promovidos varios encuentros entre empresarios peruanos y brasileños con la finalidad de buscar oportunidades de hacer negocios en común.

El éxito del *Programa Export Plastic* fue corroborado por los resultados de la balanza comercial del sector. En el 2008 las exportaciones brasileñas de transformados fueron estimadas en US\$ 1,4 mil millones frente a US\$ 1,1 mil millones en el 2007. Otro programa muy exitoso es el conducido por

Plastivida Instituto Sócio-Ambiental dos Plásticos, que representa institucionalmente la cadena productiva, con el objetivo de divulgar la importancia de los plásticos y la promoción de su correcta utilización ambiental, priorizando al mismo tiempo, iniciativas de responsabilidad social. Hoy en día Brasil ocupa la 8ª posición en el ranking de reciclaje de plásticos post-consumo.

Con relación a la conformidad técnica, tanto el INP como la ABNT coordinan programas de adecuación técnica de diversos productos plásticos, desde su fabricación hasta la aplicación final. Estos programas se proponen asegurar la conformidad técnica a las Normas Técnicas vigentes y servicios a disposición de los consumidores, persiguiendo su satisfacción y seguridad; además de apoyar a los productores nacionales en busca de la evolución de la calidad de los productos y sensibilizar a las empresas transformadoras sobre la necesidad de cumplir las Normas Técnicas Brasileñas.

Como ejemplos prácticos pueden mencionarse las acciones para la estandarización de espesura de pared para bolsas plásticas, vasos descartables, tubos plásticos para la industria de saneamiento, etc. Ese tipo de programa posee fuerte acción fiscalizadora sobre la industria en general, con el objetivo de adecuación y cumplimiento de las normas técnicas establecidas.

Independientemente de los programas de acción establecidos, las diversas entidades ayudan continuamente a sus asociados, mediante acciones de apoyo institucional, fiscal, tributario, de formación y calificación de mano de obra, divulgación y promoción de ferias, eventos y encuentros empresariales.

Por todo ello, puede comprobarse que la petroquímica y su cadena no es una entidad estática. Lejos de esto, ella interacciona continuamente de forma amplia y profunda a través de la integración horizontal y, más que esto, de modo matricial, con todas las demás cadenas productivas vinculadas a la petroquímica y con los demás ambientes que la rodean, no limitados a la mera línea productiva. No hay duda, que esta dinámica aliada a la capacidad empresarial confiere a la cadena petroquímica de Brasil un gran diferencial con relación a las existentes.

8. Conclusiones

La industria petroquímica constituye un vector de gran relevancia que contribuye a la dinámica del proceso de industrialización de un país. No hay un modelo preconcebido para su éxito, aunque algunos factores deben ser observados a fin de aumentar la tasa de éxito de su estructuración, tales como los indicados en la parte inicial de la cadena: disponibilidad asegurada y competitividad de materia prima, escala de producción, actualización tecnológica, apoyo gubernamental, política de incentivos y condiciones para la financiación de los proyectos.

Moviéndose hacia los demás eslabones de la cadena petroquímica, se suman acciones de apoyo y presencia del Estado con relación a políticas de incentivo y desarrollo, garantizando e incentivando el aporte de inversionistas. Asimismo, el alineamiento de toda la cadena de modo estructurado y constructivista no puede ser desconsiderado, pues crea condiciones que, una vez advertidas e implementadas, podrán contribuir grandemente al efectivo desarrollo petroquímico de un país.

En consecuencia, la industrialización se expande más allá de las fronteras de la cadena petroquímica, incentivando crecimiento y oportunidades en otros sectores industriales y de servicios vinculados, directa e indirectamente a la petroquímica. Los primeros resultados aparecen en la balanza comercial de los países, pasando de un déficit a la obtención de divisas por la exportación de commodities o productos transformados.

Otros beneficios naturales aparecen en la organización de la cadena de transformación de plástico que se torna mucho más competitiva, disminuyendo así los obstáculos impuestos por la dependencia de importaciones. Toda esta competitividad se refleja directamente en la creación de empleos y efecto renta.

En el caso del Perú, que posee una agenda petroquímica de gran potencialidad, un acercamiento con Brasil se convierte en una oportunidad sin par y natural: a disposición del desarrollo del Perú, Brasil pone todo el stock de activos y experiencias adquiridas por décadas en su cadena petroquímica. Es decir, podemos afirmar en pocas palabras, que la petroquímica constituye una

gran oportunidad de integración adicional y consistente entre los dos países.

9. Bibliografía

- ABIPLAST – Associação Brasileira da Indústria do Plástico. Perfil 2008, Indústria Brasileira de Transformação de Material Plástico.
- ABIQUIM – Associação Brasileira da Indústria Química. Anuário da Indústria Química Brasileira, edição 2008.
- ABIQUIM – Associação Brasileira da Indústria Química. Apresentação Encontro Anual da Indústria Química (ENAIQ 2008), Março 2009.
- BASTOS, Valéria Delgado, Desafio da Petroquímica Brasileira no Cenário Global, BNDES 2009.
- CMAI, World Petrochemical Conference, 2008 e 2009.
- CACHUM, Merheg, Em Paz com a Economia, Resenha Petroquímica, Coopers Agência de Comunicação, 19/06/2009.
- EXPORTPLASTIC, Plastics from Brazil, DVD version.
- FAIRON, Patrick, Diretor Petrobras Química S/A, apresentação de 09/10/2008.
- MAPLES, Robert E., Petroleum Refinery Process Economics, 2nd edition, 2000.
- MONTENEGRO, Ricardo S. P., O setor Petroquímico, 2002.
- MOREIRA, Fabrícia, GUIMARÃES, Maria José, SEIDL, Peter R., PEREIRA, Roberta A., Petro & Química, 314, 2009.
- OLIVEIRA, ADARY, O Pólo Petroquímico de Camaçari – Industrialização, Crescimento Econômico e Desenvolvimento regional, 2006.
- TORRES, Eduardo McMannis, A Evolução da Indústria Petroquímica Brasileira, Química Nova, 20 (especial) (1997).
- SILVEIRA, José Maria F. J. et al. Uma agenda de competitividade para a indústria paulista: indústria petroquímica. São Paulo: IPT/secretaria de Desenvolvimento do Estado de São Paulo, Fevereiro 2008.
- SUAREZ, Marcun Alban, A Evolução da Indústria Petroquímica Brasileira e o Modelo Tripartite de Empresa, Revista de Economia Política, Vol.3, nº 3, julho-setembro/1983.

Páginas WEB:

- Portal da Associação Brasileira da Indústria de Embalagens Plásticas Flexíveis: www.abief.com.br
- Portal Associação Brasileira de Máquinas e Equipamentos: www.abimaq.org.br
- Portal Associação Brasileira de indústrias Químicas: www.abiquim.com.br
- Portal Associação Brasileira da Indústria do Plástico: www.abiplast.org.br
- Portal BNDES: www.bndes.gov.br
- Portal Instituto Nacional do Plástico: www.inp.org.br
- Portal do Instituto do PVC: www.institutodopvc.org
- Portal Ministério do Trabalho e Emprego: www.mte.gov.br
- Portal RAIS: www.rais.gov.br
- Portal do Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial: www.senai.br

Ambiental





Pasado, Presente y Futuro de la Institucionalidad Ambiental en el Perú

MARTHA INÉS ALDANA DURÁN
(PERÚ)

Martha I. Aldana D.

Abogada de la Universidad de Lima, con Maestría en Derecho Ambiental Internacional y Comparado en la American University, Washington College of Law (USA) y Maestría en Ecología General y del Perú por el Instituto Cambio y Desarrollo en convenio con la Universidad Inca Garcilaso de la Vega. Cuenta con diversas capacitaciones nacionales e internacionales en materia ambiental.

Ha sido consultora del Banco Internamericano del Desarrollo para el Ministerio del Ambiente (MINAM), del Ministerio de Agricultura y Asesora Legal de la Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA) del Ministerio de Salud. Asimismo, ha brindado servicios profesionales en materia ambiental con diversas empresas consultoras e institutos de investigación. Actualmente se desempeña como Supervisora en la División de Seguridad y Medio Ambiente de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN.

Las leyes son instrumentos que regulan las conductas humanas para alcanzar determinados objetivos sociales¹. Las leyes ambientales, por su parte, regulan las conductas que pueden generar degradación ambiental, con la finalidad de lograr la conservación ambiental, el equilibrio natural de los ecosistemas y, en el caso de las actividades productivas como la industria del gas natural, el menor impacto ambiental posible y los mayores beneficios sociales.

¿Pero, para qué sirven las leyes sino para lograr su cumplimiento? ¿Y si las normas se cumplen, siempre logran alcanzar la finalidad para la cual fueron dadas? ¿Qué incidencia tiene el esquema organizacional del Estado en el logro del cumplimiento de los fines de las normas y en el desarrollo de una nueva industria, como es la industria del gas natural?

Para lograr el cumplimiento de la normativa existente el Estado se organiza estableciendo un determinado esquema institucional. Esta institucionalidad pública, debe constituir el medio idóneo para lograr la aplicación práctica de los derechos y obligaciones establecidos en el ordenamiento jurídico. La institucionalidad ambiental está, entonces, referida a la organización

(1) La teoría tridimensional del derecho, del tratadista brasileño Miguel Reale es la que estableció la conceptualización aquí referida. Teoría Tridimensional del Derecho. Editorial Tecnos, España, 1997.



de las entidades públicas con la finalidad de lograr el cumplimiento de la legislación ambiental.

En los últimos tiempos, la institucionalidad ambiental ha sido objeto de cambios, en la búsqueda del mejor modelo posible para lograr tal finalidad. Estos cambios tienen una incidencia directa en la gestión pública de las actividades de gas natural y en el propio desarrollo de esta industria.

En el presente artículo se presenta el desarrollo de la institucionalidad ambiental peruana en el tiempo, el esquema institucional ambiental vigente y se señalan las interrogantes que el futuro nos trae sobre esta materia.

1. Nacimiento y Evolución de la Institucionalidad Ambiental

El ejercicio de las competencias ambientales en el Perú ha sido objeto de un proceso de evolución y, en todo caso, de cambio.

A continuación se presentan los más importantes hitos de dicho proceso y que nos sirven de marco para entender el estado actual del esquema de gestión ambiental pública en el país.

1.1 Las Competencias Ambientales antes del Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales

En un primer momento, y como antecedente primario del ejercicio de las competencias ambientales en el país antes de la aprobación del Código del Medio Ambiente², se contó con autoridades con competencias en materia de conservación de recursos naturales renovables, así como autoridades en materia de salud pública.

En lo relativo a la temática de los recursos naturales, debemos señalar la importancia de la creación de la Oficina Nacional de Evaluación de Recursos Naturales (ONERN), en el año 1962. Esta entidad fue creada ante la carencia de información regional sobre componentes físico naturales y sociales, a fin de brindar información para los proyectos de

(2) Siendo el Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (1990) la primera norma propiamente ambiental en el país, se ha considerado éste como el primer hito de la institucionalidad ambiental.

inversión pública en infraestructura. En este marco, la ONERN desarrolló una serie de estudios de evaluación de recursos naturales y usos del suelo, a nivel nacional y por cuencas hidrográficas.

Ello generó una importante base de información que sigue siendo material de consulta obligatoria a efectos de conocer los atributos geográficos de una determinada localidad en nuestro país. La ONERN fue posteriormente (en el año 1992) absorbida por el, entonces, recientemente creado y actualmente disuelto, Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA).

En el ámbito de la salud pública se encuentran antecedentes de gestión ambiental en la creación del Departamento de Ingeniería Sanitaria dentro de la Dirección General de Salud Pública (1950); y posteriormente la creación de la Dirección General de Medio Ambiente del Ministerio de Salud, en el año 1982.

El Sector Salud, ante la necesidad de institucionalizar la articulación de las entidades con competencias ambientales, en el año 1985, creó el Consejo Nacional de Medio Ambiente para la Salud (CONAPMAS).

El CONAPMAS fue establecido como un organismo público descentralizado de dicho sector, encargado de proponer, normar y evaluar las políticas nacionales de salud en relación con el medio ambiente y velar por su cumplimiento. Su composición fue de carácter multisectorial, estableciéndose una asamblea bajo la dirección del Ministerio de Salud. Esta prevalencia orgánica de un sector sobre otro fue, a nuestro entender, el fundamento que limitó el accionar de este primer intento para organizar la gestión ambiental desde una mirada transectorial.

En el año 1990, el CONAPMAS pasa a ser el Instituto Nacional de Protección del Medio Ambiente para la Salud (INAPMAS), organismo actualmente fusionado dentro de otro del ámbito del Sector Salud³.

En el año 1986 se crea la Dirección Técnica de Salud Ambiental (DITESA), como autoridad especializada en la temática ambiental dentro del Ministerio de Salud; la misma que en el año 1990 pasa a ser la Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA).

1.2 La Indefinición de Competencias Ambientales en el Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales

Cuando se promulga, en el año 1990, el Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, mediante Decreto Legislativo No 613, el tema relativo a la institucionalidad en la gestión ambiental no quedó resuelto.

En efecto, dicha norma señalaba la referencia a la “Autoridad competente” o a la “Autoridad ambiental”⁴ sin definir a qué autoridad se estaba haciendo alusión; salvo el caso de las competencias expresamente reconocidas al Ministerio de Salud⁵ y en lo relativo a los aspectos relacionados con la salubridad pública, así como en la creación de una oficina especializada en temas ambientales en la Contraloría General de la República⁶.

A su vez, el Código incorporó un capítulo denominado “Del Sistema Nacional del Ambiente” (Capítulo XXII), que se encontraba conformado por “todas las instituciones estatales dedicadas a la investigación, evaluación, vigilancia y control de los recursos naturales y el medio ambiente y por los órganos y oficinas de los distintos ministerios y reparticiones públicas a nivel nacional, regional y local que desempeñen funciones similares”⁷.

Este Sistema Nacional del Ambiente tenía por objeto coordinar la ejecución de la Política Nacional del Ambiente y garantizar el cumplimiento de las funciones que la Ley asigna a cada una de las dependencias del gobierno nacional, regional y local.⁸ A su vez, se

(3) El Centro Nacional de Salud Ocupacional y Protección del Ambiente para la Salud (CENSOPAS), creado en el 2002.

(4) Tal referencia se encuentra en los artículos 7,9,10, 13, 14, 15, 19, 20, 24, 28, 35, 40, 43, 44, 62, 63, 66, 67, 69, 75, 76, 97, 110, 111, 113, 114, 116 y 136.

(5) D.Leg.613, art.100 y siguientes.

(6) D.Leg.613, art.130.

(7) D.Leg. 613 art. 128.

(8) D.Leg. 613 art. 129.

indicó el mandato para que, mediante Decreto Supremo, el Poder Ejecutivo designara al ente coordinador del Sistema⁹.

Estas disposiciones del Código del Medio Ambiente que regulaban aspectos institucionales, entre otras más, fueron derogadas en el año 1991 (esto es, a un año de su vigencia) por la Primera Disposición Final de la Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, aprobada por D. Leg. N° 757.

1.3 La Sectorialización Ambiental

En el marco de la legislación de promoción de inversiones, emitida a inicios de la década del noventa, se aprobó el D. Leg. N° 757¹⁰; el mismo que incluyó un Título denominado “De la Seguridad Jurídica en la Protección del Ambiente” (Título VI).

A partir de este Decreto Legislativo del año 1991, se dio inicio al ejercicio de competencias ambientales sectoriales, inicialmente a cargo de los ministerios y posteriormente, en el año 1996, con la Ley de creación del entonces Organismo Supervisor de Inversiones en Energía (OSINERG) se incorporó en calidad de autoridades ambientales sectoriales, también a los organismos fiscalizadores¹¹.

Así pues, esta norma señaló que las autoridades sectoriales competentes para conocer sobre los asuntos relacionados con la aplicación de las disposiciones del Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales eran los ministerios o los organismos fiscalizadores¹², según sea el caso, de los sectores correspondientes a las actividades que desarrollan las empresas¹³.

A su vez se reconoció que el ejercicio de tal competencia ambiental sectorial, se ejercería, sin perjuicio de las correspondientes, a los Gobiernos Regionales y Locales conforme a lo dispuesto en la Constitución Política¹⁴.

En caso de que la empresa desarrollara dos o más actividades de competencia de distintos sectores, la autoridad sectorial competente -según señaló esta norma- será la que corresponda a la actividad de la empresa por la que se generen mayores ingresos brutos anuales¹⁵.

De esta manera quedó establecido en el país, como criterio de atribución de competencias el relativo a la *actividad principal*, a efectos de señalar que es la autoridad sectorial de ámbito ejecutivo o del ámbito de la fiscalización la encargada de regular el impacto ambiental de las actividades económicas. Cabe indicar que la aplicación práctica de este criterio ha conllevado a situaciones en las cuales una determinada autoridad ambiental, con especialización en determinado tema, asume competencia respecto de temas enteramente ajenos a su especialidad¹⁶, no encontrándose legalmente establecido un mecanismo efectivo de coordinación con la autoridad especializada para el desarrollo del proceso de aprobación del respectivo instrumento de gestión ambiental, así como tampoco para su fiscalización¹⁷.

A su vez, esta Ley señaló que la autoridad sectorial ambiental gozaba de facultades normativas en la regulación del impacto ambiental de las actividades bajo su ámbito¹⁸. En efecto, inicialmente se señaló que ello era atribución propia de estas autoridades; sin embargo, en modificatoria posterior (del año 1997)¹⁹ se señaló que a la autoridad ambiental

(9) D.Leg. 613 art. 128.

(10) Esta norma fue emitida en el ejercicio de facultades normativas otorgadas por el Poder Legislativo al Congreso, mediante Ley 25327.

(11) Ley 26734 Novena Disposición Complementaria.

(12) La incorporación de la referencia a los organismos fiscalizadores fue realizada mediante la Novena Disposición Complementaria de la Ley 26734, Ley de creación del Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía (OSINERG), del año 1991.

(13) D.Leg. 757, art. 50.

(14) D.Leg. 757, art. 50.

(15) D.Leg. 757, art. 50.

(16) Aplicando esta regla, por ejemplo, las autoridades ambientales en materia de energía son también competentes para evaluar el impacto ambiental y también para fiscalizar la explotación de una cantera de minerales que son utilizados para el desarrollo del proyecto energético; con las limitaciones que del desconocimiento de tal actividad que ello significa.

(17) En la modificatoria a la Ley del SEIA, aprobada por D.Leg.1078 se ha establecido, art.18.2, que si el proyecto o actividad cuya certificación ambiental se solicita corresponde a otro sector, la autoridad receptora de la solicitud deberá requerir la opinión del sector competente. No indica si se requiere que tal opinión deba ser favorable, con lo cual dicha opinión tendrá el carácter de referencial.

(18) D.Leg. 757, art. 51.

(19) Ley 26786, del mes de mayo de 1997. Cabe indicar que la legislación ambiental sectorial en ámbitos tales como el minero energético ya habían sido dictadas (en los años 1993 y 1994). Estas normas fueron emitidas como normativa reglamentaria de la legislación sectorial correspondiente a cada actividad.



sectorial le correspondía comunicar al entonces Consejo Nacional del Ambiente - CONAM, sobre las actividades a desarrollarse en su sector que por su riesgo ambiental pudieran exceder los niveles o estándares tolerables de contaminación o deterioro del ambiente, las que obligatoriamente debían presentar estudios de impacto ambiental previos a su ejecución y, a su vez debían informar sobre los límites máximos permisibles del impacto ambiental acumulado a nivel sectorial.

Esta legislación señaló que contándose con la opinión favorable de CONAM, la normativa sectorial que debía regular el procedimiento de aprobación de los estudios de impacto ambiental y demás normas relativas al impacto ambiental, serían aprobadas por Decreto Supremo del Consejo de Ministros.

En la práctica, esta disposición no tuvo mayor aplicación. Esto se comprueba al verificar que toda la legislación ambiental sectorial actualmente vigente no fue emitida por la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM), tal como se había establecido, sino que fue emitida por el sector correspondiente²⁰.

Efectivamente, los reglamentos de protección ambiental sectorial aprobados fueron los siguientes:

- Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades Minero-Metalúrgicas -Decreto

Supremo N° 016-93-EM (01.05.93)

- Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos -Decreto Supremo N° 015-2006-EM (03.03.06)²¹
- Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades Eléctricas - Decreto Supremo No.29-94-EM (08.06.94)
- Reglamento de Protección Ambiental para el Desarrollo de Actividades de la Industria Manufacturera - Decreto Supremo N° 019-97-ITINCI (01.10.97)
- Reglamento de la Ley General de Pesca- Decreto Supremo N° 01-94-PE (15.01.94)²²

Esta diversidad de regulaciones ambientales y de atribuciones en distintas entidades, en su calidad de autoridad ambiental sectorial, llevó a la necesidad de establecer una autoridad ambiental nacional que con un enfoque integrador asegurara la coherencia de la normativa y de la institucionalidad a su servicio.

Asimismo, debemos indicar que por mandato específico de la Ley General del Ambiente, las autoridades sectoriales con competencia ambiental se encuentran sujetas al deber de coordinar y consultar entre sí y con las autoridades de los gobiernos regionales y locales, con el fin de armonizar sus políticas, evitar conflictos o vacíos de competencia y responder, con coherencia y eficiencia, a los objetivos y fines de la presente Ley y del Sistema Nacional de Gestión Ambiental²³.

(20) Excepción a ello, lo constituye la aprobación de los LMP aplicables a los efluentes de las actividades de hidrocarburos; el mismo que fue aprobado mediante D.S.037-2008-PCM. Sin embargo, ello se dio en base a la normativa que regula el proceso de aprobación de los ECA y LMP; más no en base a esta norma del año 1997.

(21) Esta norma fue posteriormente sustituida por el D.S.015-2006-EM.

(22) Esta norma fue posteriormente sustituida por el D.S.012-2001-PE.

(23) Ley 28611, art.58.

La creación del MINAM no afectó el ejercicio de las funciones administrativas o ejecutivas, así como la correspondiente a la formulación de normativa y políticas correspondientes al ámbito de competencia de las autoridades sectoriales. Estas funciones seguirán ejerciéndose en el marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental (SNGA), así como de las normas que regulen su funcionamiento, ahora bajo la rectoría del MINAM.

1.4 Las Autoridades con Roles Transectoriales

Si bien la normativa que reguló la competencia de las autoridades ambientales sectoriales fue dada en el marco de la promoción de la inversión privada y buscó reducir el número de autoridades con intervención en los aspectos ambientales de las actividades económicas; ello no consideró que estas otras autoridades contaban con legislación de carácter especial en el ámbito de sus respectivas competencias, la misma que fue, precisamente, la base del reconocimiento de las autoridades con competencias transectoriales.

En este caso, el criterio para la atribución de competencias se encuentra en la *protección de los bienes jurídicos tutelados* a cargo de dichas autoridades de ámbito transectorial.

El Reglamento de la Ley Marco del SNGA²⁴, del año 2005, fue la primera norma que reconoció el rol de las entidades con funciones y atribuciones ambientales de carácter transectorial, con competencias ambientales propias y concurrentes con las autoridades ambientales sectoriales.

La Ley General del Ambiente, posteriormente en el mismo año, reguló el rol de las autoridades con competencias de naturaleza transectorial, señalando que las entidades que ejercen funciones en materia de salud ambiental, protección de recursos naturales renovables, calidad de las aguas, aire o suelos y otros aspectos de carácter transectorial ejercen

funciones de vigilancia, establecimiento de criterios y de ser necesario, expedición de opinión técnica previa, para evitar los riesgos y daños de carácter ambiental que comprometan la protección de los bienes bajo su responsabilidad. La obligatoriedad de dicha opinión técnica previa se establece mediante Decreto Supremo refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros y regulada por la Autoridad Ambiental Nacional²⁵. Estas autoridades deben evaluar periódicamente las políticas, normas y resoluciones emitidas por las entidades públicas de nivel sectorial, regional y local, a fin de determinar su consistencia con las políticas y normas de protección de los bienes bajo su responsabilidad, caso contrario deben reportar sus hallazgos a la Autoridad Ambiental Nacional, a las autoridades involucradas y a la Contraloría General de la República, para que cada una de ellas ejerza sus funciones conforme a ley²⁶.

Asimismo, toda autoridad pública de nivel nacional, regional y local debe responder a los requerimientos que formulen estas entidades con competencia transectorial, bajo responsabilidad²⁷.

En este marco, son autoridades con roles transectoriales, la autoridad nacional en materia de salud ambiental, que es ejercida por la Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA); la autoridad nacional en materia de recursos naturales renovables, que era ejercida por el fenecido INRENA y ahora lo es por el Ministerio de Agricultura; la autoridad nacional en materia de cursos de aguas navegables, ejercida por la Dirección General de Capitanías y Guardacostas (DICAPI); el Ministerio de Vivienda y Construcción, en materia de ordenamiento territorial; así como la autoridad en materia de áreas naturales protegidas, ejercida actualmente por el Servicio Nacional de Áreas Protegidas (SERNANP); entre otras.

Debe indicarse que, en el ejercicio de sus respectivas competencias, ocurre que muchas veces las autoridades con roles transectoriales adoptan decisiones contrarias

(24) El art.11 del D.S.009-2005-PCM

(25) Ley 28611, art.53.1

(26) Ley 28611, art.53.2

(27) Ley 28611, art.53.3

a las dispuestas por las autoridades sectoriales con competencias ambientales, actuando cada una de éstas en el marco de su respectiva normativa²⁸. Ello constituye una incoherencia de la legislación ambiental que requiere ser resuelta prioritariamente.

Por último, debemos indicar que la creación del MINAM no ha afectado el ámbito de acción de las autoridades con competencias transectoriales; las cuales, a su vez, habrán de regirse por las reglas que establezca el MINAM en su calidad de autoridad ambiental nacional.

1.5 La Descentralización de Competencias Ambientales

La descentralización, de acuerdo a lo que establece la Constitución Política²⁹, es una forma de organización democrática y constituye una política permanente de Estado, de carácter obligatorio, que tiene por objetivo fundamental el desarrollo integral del país. Este proceso de descentralización, señala la Constitución, se realiza por etapas, en forma progresiva y ordenada conforme a criterios que permitan una adecuada asignación de competencias y transferencia de recursos del Gobierno Nacional hacia los Gobiernos Regionales y Locales³⁰.

La Ley de Bases de la Descentralización, por su parte, estableció que este proceso descentralizador tiene como eje una serie de principios, entre los cuales cabe señalar su carácter de permanente, dinámico, irreversible y gradual³¹.

A su vez, esta normativa estableció la clasificación de los tipos de competencias que se ejercen en el marco de la descentralización; señalándose el ámbito de las competencias exclusivas, compartidas y delegables³².

Dentro de las competencias exclusivas del Gobierno Nacional se encuentran, entre otras, las relativas al diseño de políticas nacionales y sectoriales³³, que comprende la política nacional ambiental. Estas políticas deben también comprender el marco de la actuación tanto de los gobiernos regionales y locales en el ejercicio de sus competencias ambientales.

Ahora bien, de conformidad a lo establecido en el reglamento de la Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental (SNGA) se ha señalado como uno de los criterios que guían el proceso de descentralización ambiental, el relativo a la coordinación y concertación interinstitucional y la participación ciudadana en todos los niveles del SNGA³⁴.

En el ámbito de la descentralización ambiental, el criterio para la asignación de competencias es de *carácter territorial*, en función a que éstas sean de ámbito nacional, regional o local, y se encuentran sujetas a las reglas de transferencia de funciones establecidas en el marco de la normas de descentralización³⁵.

La Ley General del Ambiente, por su parte, señala que los gobiernos regionales y locales ejercen sus funciones y atribuciones de conformidad con lo que establecen sus respectivas leyes orgánicas y a lo dispuesto en la propia Ley General³⁶. Se ha dejado establecido también, la obligación de las autoridades regionales y locales con competencia ambiental, de

(28) Por ejemplo, ocurre que el contenido de las autorizaciones expedidas por las autoridades con competencias transectoriales (autorización de vertimientos, autorización de desbosque, entre otras) no necesariamente coinciden con el contenido de las obligaciones establecidas en los estudios ambientales, que regulan temas de naturaleza transectorial y hasta llegan a ser contradictorios, o no coinciden con la legislación ambiental sectorial; con lo cual se generan potenciales conflictos de competencia o, en todo caso, incoherencias en la gestión ambiental. Otros conflictos de competencia resueltos en el ámbito del CONAM fueron los relacionados a la imposición de multas por derrames: Resolución N° 001-2002-CONAM/CD (caso derrame de petróleo en Río Marañón el 03.10.2000), Resolución N° 001-2001-CONAM/CD del 5 de octubre del 2001 (caso de derrame de petróleo en Puerto Etén el 06.01.01), Resolución N° 002-2002-CONAM/CD del 15 de abril del 2002 (caso de derrame de petróleo ocurrido en Puerto Conchán el 31.12.00).

(29) Modificada en materia de descentralización por Ley 27680.

(30) Constitución Política Art.188.

(31) Ley 27783 art.4.

(32) Ley 27783 art.13.

(33) Ley 27783 art.26.1.

(34) Ley 27783, art.6 y D.S.008-2005-PCM art.17 Los otros dos criterios que guían el proceso de descentralización ambiental son a) el ordenamiento territorial y del entorno ambiental, desde los enfoques de la sostenibilidad del desarrollo, y b) gestión sostenible de los recursos naturales y mejoramiento de la calidad ambiental.

(35) Cabe indicar que los primeros pasos para la descentralización ambiental se dieron en el primer Plan Anual de Transferencias que fue el aprobado en el año 2004; en el cual se incluyó la transferencia de competencias en el ámbito de las actividades minero energéticas de menor dimensión.

(36) Similar referencia está señalada en el Reglamento de la Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, aprobado por D.S.008-2005-PCM, art.38 y 46.

coordinar y consultar entre sí y con las autoridades nacionales, con el fin de armonizar sus políticas, evitar conflictos o vacíos de competencia y responder, con coherencia y eficiencia, a los objetivos y fines de dicha Ley y del Sistema Nacional de Gestión Ambiental³⁷.

El Gobierno Regional es responsable de aprobar y ejecutar la Política Ambiental Regional³⁸, debiendo implementar el Sistema Regional de Gestión Ambiental en coordinación con la Comisión Ambiental Regional respectiva. Esta política ambiental debe estar articulada con la política y planes de desarrollo regional³⁹.

El Gobierno Local, señala también la Ley General del Ambiente, es responsable de aprobar e implementar la Política Ambiental Local, la misma que debe estar articulada con la política y planes de desarrollo local, en el marco de lo establecido por su Ley Orgánica, debiendo desarrollar el Sistema Local de Gestión Ambiental en coordinación con la Comisión Ambiental Regional respectiva⁴⁰.

Estas Comisiones Ambientales constituyen espacios de debate regional o local que se encuentran establecidos en todas las regiones del país, y que deberían adquirir mayor impulso en establecer mecanismos de diálogo e intercambio de información a nivel descentralizado.

Un aspecto que, a nuestro entender, constituye un problema estructural en el ámbito de la descentralización ambiental es el relativo a la naturaleza transectorial de la temática ambiental.

En efecto, en la legislación orgánica de los gobiernos regionales, si bien cuenta con un artículo (el art.53) que regula las “funciones en materia ambiental y ordenamiento territorial”, en realidad la regulación ambiental se encuentra dispersa a lo largo de dicha norma, constituyéndose en un componente de los diversos temas sectoriales propios de las diferentes autoridades competentes. Así pues, los temas ambientales que regulan el

sector minero energético no se encuentran desarrollados en el artículo ambiental de dicha norma (el mencionado art.53), sino en el artículo correspondiente a las funciones de los gobiernos regionales en materia de energía, minas e hidrocarburos (art.59).

Esto que parece ser simplemente un tema de ubicación conceptual del tema ambiental tiene importantes repercusiones, en tanto que en el proceso de descentralización de las funciones hacia los gobiernos regionales y las transferencias de funciones se encuentran definidas como propias de cada sector, en función al ámbito temático de cada uno de éstos, en lo cual pone en riesgo el enfoque transectorial y uniforme que se requiere para la transferencia de competencias ambientales a los niveles descentralizados de gobierno.

Otro tema importante a considerar es el relativo a la distribución de competencias al interior de los propios gobiernos regionales. En tanto las transferencias de funciones obedecen a la lógica sectorial antes señalada, las competencias transferidas en temas ambientales son asumidas por las propias autoridades sectoriales en el nivel regional sin haberse logrado fortalecer la institucionalidad ambiental al interior de la región. Ante esta situación resulta necesario reevaluar la efectividad del sistema de transferencias existente.

1.6 La Creación del CONAM - El MEGA

En este contexto de diversidad de autoridades ambientales en el nivel nacional, y también en los niveles regional y local, es que aparece la necesidad de contar con una autoridad ambiental nacional.

Así pues, en el año 1994 se establece el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM)⁴¹ como organismo público descentralizado de la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM), por ser la instancia de gobierno propia de los temas de carácter multisectorial, como es el caso del tema ambiental.

(37) Ley 28611, art.59

(38) Ley 27867, art.53

(39) D.S.008-2005-PCM art.38. Cabe indicar que los gobiernos regionales cuentan con sus respectivas Gerencias de Recursos Naturales y Gestión del Medio Ambiente.

(40) D.S.008-2005-PCM art.46

(41) Creado mediante Ley 26410

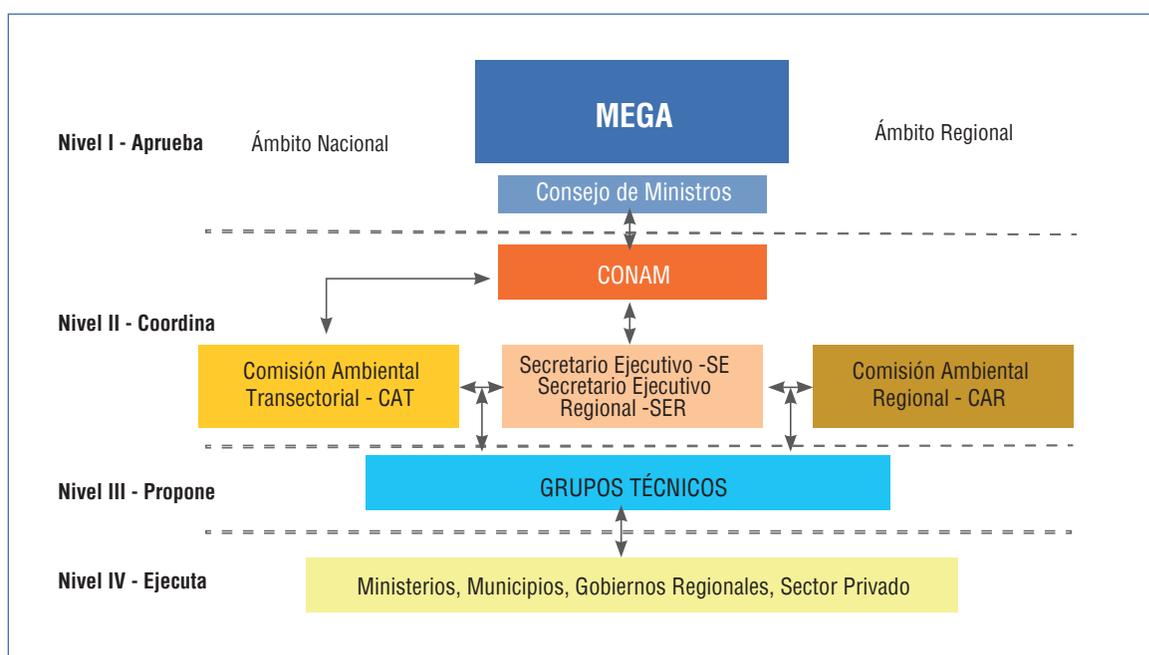
El CONAM nace con la función de coordinar y concertar las acciones con los sectores y los organismos del Gobierno Central, así como las de los gobiernos regionales y locales en asuntos ambientales, a efectos de que éstos guarden armonía con la política nacional ambiental⁴². Asimismo, se le otorga la función de supervisar el cumplimiento de la política nacional ambiental por parte de las entidades del Gobierno Central y de los gobiernos regionales y locales⁴³.

Cuando se crea el CONAM, no se restituyó la figura del Sistema (que, como se señaló había sido creado en la versión original del Código del Medio Ambiente, en el año 1990) lo que generó una indefinición respecto del rol del CONAM en relación a las competencias ambientales sectoriales⁴⁴.

Si bien no existía un sistema de gestión ambiental formalmente establecido, el CONAM vio por necesario reconocer la necesidad de contar con un mecanismo de articulación en el ejercicio de las competencias ambientales, es decir un mecanismo con la misma finalidad de un sistema de gestión pública.

En vista de tal necesidad, se creó el Marco Estructural de Gestión Ambiental (MEGA), con la finalidad de estructurar la coordinación transectorial, comprendiendo tanto a los niveles políticos y técnicos con miras a definir políticas y planes, conflictos, propuestas de normas y la implementación de tratados internacionales de alcance transectorial⁴⁵. No obstante ello, “*las autoridades sectoriales continuaron ejerciendo sus funciones con poca coordinación...*”⁴⁶

Cabe indicar que el MEGA fue establecido mediante Acuerdo del Consejo Directivo No.001-97-CD, del 13 de noviembre de 1997, señalándose como su objetivo el garantizar el proceso de coordinación intersectorial entre las entidades y dependencias públicas que poseen competencias ambientales en los diferentes niveles de gobierno, armonizar sus políticas con aquellas de carácter nacional ambiental, administrar conflictos, superposiciones o vacíos de competencias, así como fortalecer la capacidad de gestión ambiental en el sector público y la concertación con el sector privado y la sociedad civil.



(42) Ley 26410 art.4 b).

(43) Ley 26410 art.4 f).

(44) Pulgar Vidal, Manuel. Ministerio del Ambiente: Un Largo Proceso de Construcción de la Institucionalidad Ambiental en el Perú. Revista Themis No.56. Agosto, 2008, pag. 90.

(45) Sociedad Peruana de Derecho Ambiental. "Para hacer tortillas hay que romper huevos. Historia de la gestión Ambiental en el Perú 1990-2005". Elaborado por Manuel Pulgar Vidal. Lima. Mayo, 2006.

(46) Pulgar Vidal, Manuel. Ministerio del Ambiente: Un Largo Proceso de Construcción de la Institucionalidad Ambiental en el Perú. Revista Themis No.56. Agosto, 2008, pag. 90.

Posteriormente, mediante Decreto N° 011-2003-CD/CONAM, se emite una versión del MEGA en la que se da mayor presencia a los gobiernos regionales y locales en el marco del fortalecimiento de sus competencias ambientales; aspecto que no había sido desarrollado en la versión anterior de dicho esquema de gestión.

Sin embargo, el grado de implementación del MEGA fue ciertamente limitado debido al nivel jerárquico de su norma de creación, que hacía difícil que las autoridades ambientales sectoriales aceptaran la rectoría de otra entidad de similar o menor jerarquía, como era el caso del CONAM.

Es en este contexto que aparece la necesidad de contar con una norma con rango de ley que regulara el rol rector de la autoridad ambiental de nivel nacional en el ámbito de la gestión ambiental transectorial.

2. El Sistema Nacional de Gestión Ambiental

2.1 Creación del Sistema Nacional de Gestión Ambiental (SNGA)

En el mes de junio de 2004 se aprueba la Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental (SNGA), Ley 28245, actualmente vigente; norma en la que se establece un esquema de gestión ambiental transectorial, con una autoridad ambiental de nivel nacional en calidad de ente rector del Sistema. El reglamento de la Ley del SNGA derogó expresamente el MEGA, aún cuando su enfoque y contenido subsisten dentro de esta normativa⁴⁷.

El SNGA buscó fortalecer los mecanismos transectoriales de la gestión ambiental, entrelazando el rol que le correspondía

ejercer al entonces CONAM, con las entidades integrantes del mismo; en el ejercicio de sus atribuciones ambientales.

La regulación del SNGA, que se encuentra actualmente vigente, señala el carácter transectorial de la gestión ambiental, indicando que ello implica que la actuación de las autoridades públicas con competencias y responsabilidades ambientales se debe orientar, integrar, estructurar, coordinar y supervisar, con el objeto de efectivizar la dirección de las políticas, planes, programas y acciones públicas hacia el desarrollo sostenible del país⁴⁸.

El SNGA tiene por finalidad orientar, integrar, coordinar, supervisar, evaluar y garantizar la aplicación de las políticas, planes, programas y acciones destinados a la protección del ambiente y contribuir a la conservación y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales⁴⁹.

Las funciones ambientales a cargo de las entidades que conforman el SNGA, según señala la norma, se deben ejercer en forma coordinada, descentralizada y desconcentrada, con sujeción a la Política Nacional Ambiental, al Plan y la Agenda Nacional de Acción Ambiental; así como a las normas, instrumentos y mandatos de carácter transectorial que son de observancia obligatoria en los distintos ámbitos y niveles de gobierno⁵⁰.

Y es que, como se señala en la Ley Marco del SNGA, la competencia del Estado en materia ambiental tiene carácter compartido y es ejercida por las autoridades del Gobierno Nacional, de los Gobiernos Regionales y de las Municipalidades, de conformidad con la Constitución, la Ley de Bases de Descentralización, sus respectivas Leyes Orgánicas y las leyes específicas que regulan la organización y funciones de los distintos sectores del Gobierno Central. El SNGA busca asegurar la debida coherencia en el ejercicio de las funciones y atribuciones de carácter

(47) La norma del MEGA aprobada por Decreto del Consejo Directivo N° 011-2003-CD/CONAM, fue derogada por la Segunda Disposición Final del D.S.008-2005-PCM, Reglamento de la Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental.

(48) Ley 28245, art.4.2.

(49) Ley 28245, art.3.

(50) Ley 28245, art.4.1.

ambiental entre los distintos niveles de gobierno, así como al interior de cada uno de ellos⁵¹.

Respecto a la función normativa del CONAM, la Ley Marco del SNGA estableció que esta entidad se encontraba facultada para dictar, dentro de su competencia, las normas requeridas para la ejecución de la política y demás instrumentos de planeamiento y gestión ambiental por parte del Gobierno Central, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, así como del sector privado y la sociedad civil⁵². Asimismo, se señaló su facultad para implementar y promover el funcionamiento del SNGA y fortalecer el carácter transectorial de la gestión ambiental, a fin de asegurar el cabal cumplimiento de la finalidad y funciones establecidas en dicha Ley⁵³.

En particular, se estableció que en ejercicio de estas facultades, el CONAM podía dictar disposiciones de carácter transectorial

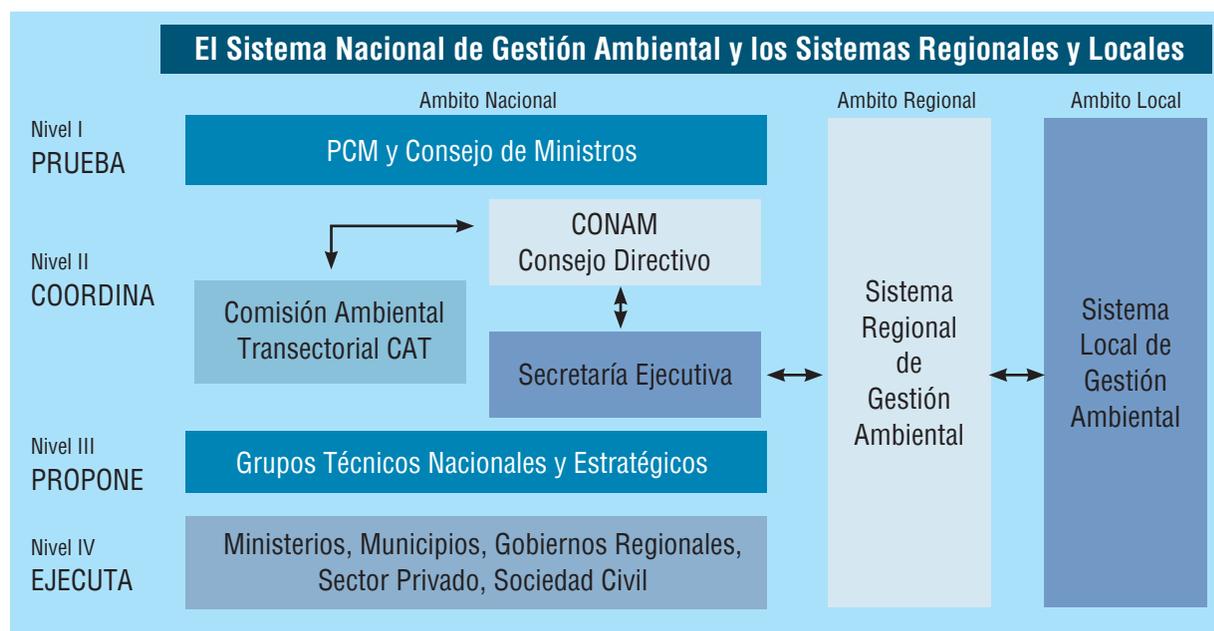
requeridas para, entre otras, definir acciones que garanticen la protección, conservación y mejoramiento de la calidad ambiental, de los recursos naturales y la diversidad biológica; estimular y promover actitudes ambientalmente responsables⁵⁴, sin perjuicio de las funciones específicas a cargo de las autoridades sectoriales, regionales y locales competentes⁵⁵. Sin embargo, esta facultad se vería limitada por el nivel jerárquico del que gozaba esta autoridad en aquel entonces.

a) ¿Quiénes integran el SNGA?

En el marco del SNGA, las competencias del Estado en materia ambiental son ejercidas por las siguientes autoridades⁵⁶:

- La *Autoridad Ambiental Nacional* que es el Ministerio del Ambiente - MINAM.
- Los *ministerios, sus organismos públicos descentralizados y los organismos públicos reguladores*, que son responsables de la regulación ambiental⁵⁷ de las actividades

A continuación se muestra el SNGA, tal como fue establecido inicialmente*:



(*) Cabe indicar que esta distribución de competencias en el marco del SNGA requiere de un replanteamiento tomando en consideración la creación del MINAM; lo cual constituye una tarea normativa pendiente a cargo de dicha autoridad.

(51) D.S.008-2005-PCM art.9.

(52) Facultades normativas ya le habían sido reconocidas al CONAM, desde el año 1997, mediante su Reglamento de Organización y Funciones (D.S.048-97-PCM). Sin embargo, éstas no fueron mayormente ejercidas, debido, según entendemos, a problemas en cuanto a la jerarquía normativa de esta normativa.

(53) Ley 28245 art.10.1.

(54) Ley 28245, art.10.2.

(55) Ley 28611, art.57.

(56) D.S.008-2005-PCM Art.10.

(57) La regulación ambiental incluye el establecimiento de la política y la normativa específica, la fiscalización, el control y la imposición de sanciones por el incumplimiento de la normativa ambiental a su cargo, conforme a Ley (D.S.008-2005-PCM), Art.10.

de aprovechamiento de recursos naturales, productivas, de comercio y de servicios que se encuentran dentro de sus ámbitos de competencia.

- Los gobiernos regionales que son las *Autoridades Ambientales Regionales*, y sus funciones y atribuciones ambientales son las asignadas por la Constitución y su Ley Orgánica, en el marco del proceso de descentralización.
- Las *municipalidades*, que son la *Autoridades Ambientales Locales*. Sus funciones y atribuciones son las asignadas por la Constitución y su Ley Orgánica, en el marco del proceso de descentralización.
- Las *entidades con funciones y atribuciones ambientales transectoriales*⁵⁸.

Las demás entidades del Estado ejercen sus funciones apoyando el desarrollo de las actividades de gestión ambiental en el marco del SNGA, de la Constitución y de sus respectivas Leyes Orgánicas o de creación⁵⁹. En este sentido, cabe señalar a las autoridades de rango constitucional que ejercen competencias ambientales tales como la Defensoría del Pueblo y la Contraloría General de la República.

A su vez, en la Ley de creación del SNGA se señala que este sistema cuenta con la participación del sector privado y la sociedad civil⁶⁰.

b) ¿Cómo se organiza el SNGA?

El SNGA, tomando como base la estructura establecida en el MEGA, organiza la gestión ambiental considerando las funciones y ámbitos territoriales de la autoridad nacional, las entidades de nivel nacional con funciones y atribuciones de carácter ambiental, las autoridades ambientales regionales y las autoridades ambientales locales; promoviendo su actuación sistémica⁶². Así pues, el SNGA estructuró dos clases de niveles en la gestión

ambiental: por un lado, los niveles funcionales y por el otro, los niveles territoriales.

Los *niveles funcionales*, se encuentran organizados en cuatro niveles operativos que son aplicables a los niveles nacional, regional y local de gobierno. Son los siguientes:

- Nivel I, encargado de definir y aprobar los principios y objetivos de gestión ambiental y la promoción del desarrollo sostenible, integrando la política ambiental con las políticas sociales y económicas.
- Nivel II, encargado de coordinar, dirigir, proponer y supervisar la Política Ambiental, el Plan y Agenda Ambiental, así como conducir el proceso de coordinación y de concertación intersectorial.
- Nivel III, encargado de elaborar propuestas técnicas que, preferentemente, se basen en consensos entre entidades públicas de los diferentes niveles de gobierno, sector privado y sociedad civil. Las propuestas acordadas se presentan a los organismos de decisión correspondientes, a través del MINAM o, en su caso, a través de los gobiernos regionales y locales.
- Nivel IV, encargado de la ejecución y control de políticas, instrumentos, y acciones ambientales.

Los *niveles territoriales* están referidos al ámbito de actuación espacial de estos propios niveles funcionales (sean éstos del ámbito nacional, regional o local).

c) ¿Qué reglas rigen el ejercicio de las competencias ambientales en el marco del SNGA?

La Ley General del Ambiente señala que el Estado, a través de sus entidades y órganos correspondientes, diseña y aplica las políticas, normas, instrumentos, incentivos y sanciones que sean necesarios para garantizar el efectivo ejercicio de los derechos y el cumplimiento de las obligaciones y responsabilidades contenidas en esta norma legal⁶³.

(58) D.S.008-2005-PCM, art.11.

(59) D.S.008-2005-PCM, art.10. Cabe indicar que los organismos constitucionalmente autónomos tales como la Defensoría del Pueblo, la Contraloría General de la República y el Ministerio Público también ejercen competencias ambientales pero no son parte del SNGA en tanto sus normas orgánicas no señalan ello; a diferencia de los gobiernos regionales y locales que gozando también de autonomía constitucional sí tienen expresamente establecida su pertenencia al SNGA a través de los respectivos sistemas regionales y sistemas locales de gestión ambiental.

(60) Ley 28245, art.2.1.

(62) D.S.008-2005-PCM, art.14.

(63) Ley 28611, art. 3.

Por tanto, el eje en función al cual debe girar la regulación de las competencias ambientales está referido al *efectivo ejercicio de los derechos ambientales* y, como contraparte de ello, al *cumplimiento de las obligaciones y responsabilidades ambientales*⁶⁴; para lo cual se debe contar y aplicar la política ambiental y las normas ambientales, así como los instrumentos de gestión ambiental.

En este contexto, se cuenta con determinadas reglas establecidas para buscar que el ejercicio de las competencias ambientales sea armónico e integrado. Al respecto, tenemos las siguientes:

- a) Prevalencia del carácter unitario del Estado Peruano en el ejercicio de las competencias ambientales⁶⁵.
- b) Sujeción a políticas y normas ambientales transectoriales que son exigibles en los diferentes niveles de gobierno⁶⁶.
- c) Articulación, coherencia y complementariedad en el ejercicio de las competencias ambientales⁶⁷.

En los casos de vacíos y superposición de competencias ambientales, la autoridad ambiental nacional debe formular las propuestas normativas orientadas a la armonización en el ejercicio de funciones y atribuciones ambientales nacionales, regionales y locales, así como al interior del Gobierno Nacional⁶⁸.

En el caso de deficiente asignación de competencias, la autoridad ambiental nacional ejerce funciones coordinadoras y normativas, de fiscalización y sancionadoras para corregir vacíos, superposición o deficiencias en el ejercicio de funciones y atribuciones ambientales nacionales, sectoriales, regionales y locales en materia ambiental⁶⁹. Todavía se encuentra pendiente el desarrollo normativo que determine los medios para

la implementación de estas facultades en particular.

2.2 La Creación del Ministerio del Ambiente

En el año 2008, en el marco de la firma del Tratado de Libre Comercio entre el Perú y los Estados Unidos, así como el desarrollo de foros internacionales a realizarse en el país; el Presidente de la República anunció, el 20 de diciembre de 2007, la decisión política de crear el Ministerio del Ambiente (MINAM).

El MINAM fue creado mediante Decreto Legislativo No 1013⁷⁰, del 14 de mayo de 2008⁷¹.

La creación del MINAM se constituye en respuesta ante los problemas que la gestión ambiental desde el CONAM no se podían llegar a resolver; esto es, la dispersión de autoridades con competencias ambientales, su escasa integración y coordinación; aún cuando con su creación no se logró la unificación de la institucionalidad ambiental en una sola entidad⁷².

Y es que, en efecto, el CONAM nació como un ente primordialmente de coordinación interinstitucional, que si bien logró un mayor fortalecimiento en cuanto a su rol de ente rector del SNGA, no llegó a tener el nivel jerárquico que una autoridad ambiental nacional rectora requería, así como la capacidad para ejercer la función normativa que le había sido otorgada a efectos de asegurar que se logre un nivel de operatividad efectiva.

Sin embargo, lo que debiera ser la creación de una entidad de rango ministerial, con todas las competencias y facultades necesarias para ejercer su rol de autoridad ambiental nacional

(64) Los derechos y deberes ambientales de carácter fundamental se encuentran recogidos en el Título Preliminar de la Ley General del Ambiente, Ley 28611, art.I.

(65) Ley 28611, art. 52. Constitución Política, art.43.

(66) Ley 28245, art. 4.1; D.S.008-2009-PCM, art.7

(67) Ley 28245, arts. 5 inc.b) c), 17, 22.1, 24.1 ; D.S.008-2009-PCM, art.10.

(68) D.S.008-2009-PCM, art.13.

(69) Ley 28611, art. 55.

(70) Su Reglamento de Organización y Funciones fue aprobado mediante D.S.007-2008-MINAM.

(71) La norma de creación del MINAM se emitió como parte de las facultades legislativas delegadas mediante Ley 29157 emitida con la finalidad de facilitar la implementación del Acuerdo de Promoción Comercial Perú - Estados Unidos y materializar el apoyo a la competitividad económica para el aprovechamiento del Acuerdo, siendo una de las materias el fortalecimiento institucional de la gestión ambiental.

(72) Los medios de prensa habían señalado que con la creación del MINAM se eliminaría el alto número de autoridades ambientales existentes en el país.

en su entera dimensión, se vio limitada por las competencias que se le otorgaron a otras autoridades o que no se le transfirieron a la entidad naciente.

En efecto, el 13 de marzo de 2008 se aprueba el Decreto Legislativo No 997, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Agricultura (MINAG), a través del cual se le otorgaron competencias en materias que habrían correspondido que fueran asumidas en el ámbito natural de competencias del MINAM, tales como las relativas a la conservación de flora y fauna silvestre, patrimonio forestal y en particular a la regulación de la gestión del recurso hídrico. Con la Ley de Recursos Hídricos, Ley 29338, del mes de marzo de 2009, que le otorga a la Autoridad Nacional del Agua (ANA), en el ámbito del sector agricultura, facultades en materia de gestión del otorgamiento de derechos de aprovechamiento y la protección de la calidad del agua⁷³, queda más claramente establecida la limitación de las competencias a cargo del MINAM en la gestión de un recurso estratégico y multisectorial como es el agua⁷⁴.

Por otro lado, la facultad administrativa o ejecutiva que venía siendo ejercida por los sectores en lo relativo a la aprobación de los estudios ambientales continuaría estando a cargo de las autoridades ambientales sectoriales; quedando en el ámbito del MINAM la evaluación ambiental estratégica⁷⁵ y la posibilidad de revisar, aleatoriamente, los estudios de impacto ambiental aprobados por

las autoridades competentes⁷⁶, facultad que, todavía, no ha sido reglamentada⁷⁷.

Así pues, el MINAM asume un rol preponderantemente técnico-normativo, además de su rol como ente rector del SNGA.

En este marco, el MINAM se constituye en el organismo del Poder Ejecutivo rector del sector Ambiental. Este Sector Ambiental a su vez, presenta dos dimensiones:

- **Dimensión funcional;** que se encuentra ligada al SNGA y que se constituye como sistema funcional⁷⁸, que integra al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, al Sistema Nacional de Información Ambiental, al Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado y al Sistema Nacional de Recursos Hídricos⁷⁹; así como la gestión de los recursos naturales, en el ámbito de su competencia, de la biodiversidad, del cambio climático, del manejo de los suelos y de los demás ámbitos temáticos que se establecen por Ley. En esta dimensión, las entidades que conforman el sector ambiental son las diversas autoridades con competencias ambientales, incluso en los niveles descentralizados de gobierno⁸⁰.
- **Dimensión orgánica,** que se circunscribe específicamente a la referencia al propio MINAM con sus diversas oficinas, direcciones y órganos; así como a las entidades adscritas y comprendidas dentro de su ámbito orgánico⁸¹.

(73) La gestión de la calidad del agua, en base a la Ley General de Aguas anteriormente vigente (D.Ley 17752) se encontraba a cargo del MINSa, a través de la DIGESA. A partir de la dación de esta Ley, y de manera abrupta DIGESA dejó de atender los expedientes para el otorgamiento de autorizaciones sanitarias de vertimiento, y se generó un vacío en relación a los estándares de calidad de agua aplicables en tanto con la derogatoria de la referida ley también se estaban derogando los reglamentos que establecían dicha normativa, lo cual tuvo que ser resuelto mediante Resolución Jefatural de la ANA, del mes de Junio de 2009 (Resolución Jefatural No. 0291-2009-ANA, modificada por Resolución Jefatural No.351-2009-ANA).

(74) No obstante ello, cabe anotar que en la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley de Recursos Hídricos, Ley 26339, se señala que la ANA podrá adscribirse al MINAM una vez culminado el proceso de implementación y operatividad de dicho Ministerio. Ello, sin señalarse plazos o mandato alguno.

(75) Que aplica a la evaluación de políticas, planes y programas. En el ámbito del sector hidrocarburos, el CONAM realizó, en el año 2006, la Evaluación Ambiental Estratégica del Programa de Desarrollo de Hidrocarburos en el Bajo Urubamba, cuyas recomendaciones aún no han sido implementadas.

(76) D.Leg.1039, art.2.

(77) Cabe indicar que en la discusión de la modificatoria de la Ley 27744, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, se propuso que el MINAM asumiera la función de aprobar los estudios ambientales de los megaproyectos (proyectos de gran envergadura, de importancia nacional); sin embargo, en la versión finalmente aprobada del D.Leg.1078, que modificó la referida norma no se recogió tal función a cargo del MINAM.

(78) La Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, Ley 29158, señala que los sistemas funcionales tienen por finalidad asegurar el cumplimiento de políticas públicas que requieren la participación de varias entidades del Estado. Se señala, así mismo, que el Poder Ejecutivo es responsable de reglamentarlos y operarlos; siendo que las normas del sistema establecen las atribuciones del Ente Rector del mismo (art.45).

(79) D.Leg.1081, art.5.

(80) D.Leg.1013, art.5.1.

(81) D.Leg.1013, art.5.2. De acuerdo a la Sexta Disposición Complementaria Final, son organismos públicos adscritos a MINAM los siguientes: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú – SENAMHI, Instituto Geofísico del Perú – IGP, Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental – OEFA, Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas – SERNANP, Instituto de Investigaciones de la Amazonía Peruana - IIAP. Cabe señalar que en el ámbito orgánico del MINAM, se ha establecido al Tribunal de Solución de Controversias Ambientales, que había sido creado en la Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental (Ley 28245), del año 2004 pero que no había entrado en operación, respecto de cuyas competencias debe tomarse en consideración la creación de nuevos tribunales administrativos en materia ambiental: en el ámbito de la autoridad de aguas (Tribunal de Resolución de Controversias Hídricas, Ley 29338), en materia forestal y de fauna silvestre (Tribunal Forestal y de Fauna Silvestre, D.Leg.1085), y en materia de fiscalización ambiental (Tribunal de Fiscalización Ambiental, Ley 29325).

Las Dos Dimensiones del Sector Ambiental



2.3 Institucionalidad en Materia de Fiscalización Ambiental

Con la Ley de creación del MINAM, se creó el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), como ente público-técnico especializado y adscrito al MINAM⁸². De acuerdo a lo que señala la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, esta clase de organismos se establecen frente a la necesidad de planificar y supervisar o ejecutar y controlar Políticas de Estado de largo plazo, de carácter multisectorial o intergubernamental que requieren de un alto grado de independencia funcional. Estos organismos están dirigidos por un Consejo Directivo, y se sujetan a los lineamientos técnicos del sector correspondiente con quien coordinan sus objetivos y estrategias⁸³.

Si bien el OEFA recibió el encargo de realizar labores de fiscalización, supervisión, control y sanción en materia ambiental, no quedó claro

su ámbito de competencia. En efecto, en su norma de creación, por un lado se le otorgan las antes mencionadas funciones, pero a su vez se señala que ello sería respecto a la “materia ambiental que corresponde”⁸⁴. Asimismo, se señala que le corresponde “fiscalizar y controlar directamente el cumplimiento de aquellas actividades que le correspondan por Ley”⁸⁵, y que ejerce la potestad sancionadora “en el ámbito de sus competencias”⁸⁶. A su vez, se establece que las acciones de fiscalización ambiental a realizar se harán –también– “en el ámbito de su competencia”⁸⁷. Siendo necesaria una mayor precisión en la determinación de las competencias a su cargo y así como mayores herramientas legales para el ejercicio de tales funciones, diez meses después⁸⁸ se estableció la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (SINEFA), Ley 29325⁸⁹.

La Ley del SINEFA indica que al OEFA le corresponde ejercer las siguientes funciones:

(82) D.Leg. 1013, Segunda Disposición Complementaria Final. Ítem 1.

(83) Ley 29158, art.33.1.

(84) D.Leg. 1013, Segunda Disposición Complementaria Final. Ítem 1. Primer párrafo.

(85) D.Leg. 1013, Segunda Disposición Complementaria Final. Ítem 1 a).

(86) D.Leg. 1013, Segunda Disposición Complementaria Final. Ítem 1 b).

(87) D.Leg. 1013, Segunda Disposición Complementaria Final. Ítem 1 d).

(88) El 5 de marzo de 2009.

(89) Cabe indicar que, como consecuencia de esta norma, será necesario actualizar el Reglamento de Organización y Funciones de OEFA aprobado por D.S.001-2009-MINAM.

- a) **Función Evaluadora:** que comprende las acciones de vigilancia, monitoreo y otras similares para asegurar el cumplimiento de las normas ambientales.
- b) **Función Supervisora Directa:** que comprende la facultad de realizar acciones de seguimiento y verificación a efectos de asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental, por parte de los administrados.
- c) **Función Supervisora de Entidades Públicas:** relacionada a las acciones de seguimiento y verificación de desempeño de las entidades de fiscalización ambiental nacional, regional y local.
- d) **Función Fiscalizadora y Sancionadora:** comprende la facultad de investigar posibles infracciones administrativas sancionables y de imponer sanciones por el incumplimiento de obligaciones derivadas de los instrumentos de gestión ambiental, así como de las normas ambientales y de los mandatos y disposiciones del OEFA.
- e) **Función Normativa:** comprende la facultad de dictar, en el ámbito de sus competencias, los reglamentos y normas que regulen los procedimientos a su cargo y otros bajo su ámbito.

Sin embargo, en esta enumeración de funciones no se considera la relacionada al otorgamiento de incentivos, aspecto que se encuentra comprendido dentro del ámbito de competencias de su propia norma de creación.

A su vez, cabe anotar que si bien la Ley del SINEFA señala con mayor detalle las medidas administrativas que el OEFA podría adoptar a efectos de asegurar un mejor resultado en el ejercicio de sus competencias, llama la atención que no se haya regulado la figura de las “medidas de seguridad”, disposición que viene siendo utilizada de manera efectiva por el Organismo Supervisor de Inversiones en Energía y Minería (OSINERGMIN). Las

medidas de seguridad permiten que la entidad intervenga y, sin necesidad de dar inicio a un procedimiento administrativo sancionador, pueda emitir una disposición en aras de salvaguardar la vida, la seguridad y la protección ambiental.

Debemos anotar también, que en la Ley del SINEFA no se ha contemplado la facultad del OEFA para realizar las propuestas de tipificación de infracciones a ser realizadas por el MINAM; indicándose que únicamente ello sería aplicable respecto de la aprobación de la respectiva escala de sanciones. Esto constituiría una seria limitante en el ejercicio de funciones propias de dicha entidad.

La Ley del SINEFA que incorpora el reconocimiento de otras autoridades nacionales con competencias en supervisión y fiscalización ambiental, establece un mecanismo para las transferencias de competencias (personal, acervo documentario y bienes) respecto de las entidades que ejercen tales funciones actualmente y que dejarán de hacerlo al entrar en funciones el OEFA.

En este marco, todavía queda pendiente la determinación de las actividades de fiscalización ambiental que habrán de ser asumidas por el OEFA en su relación con los organismos que actualmente ejercen tales funciones⁹⁰.

Sobre el particular, debemos señalar que tal como lo indicó García Marcos, la institucionalidad de la fiscalización ambiental ha adquirido cada vez mayor importancia y es que⁹¹ “... en estos últimos tiempos parece estar resurgiendo la idea de que la protección y conservación de nuestro medio ambiente debe ir inexorablemente unida a una adecuada política legislativa de control y vigilancia sobre el grado de aplicación y cumplimiento de las normas jurídicas”.

Así pues, queda claro que el futuro de la fiscalización ambiental tendrá directa incidencia en la consolidación y éxito de la institucionalidad ambiental del país.

(90) Ley 29325, Primera Disposición Complementaria Final.

(91) GARCÍA MARCOS, José. Algunas Consideraciones sobre la Inspección Ambiental. Revista Electrónica de Derecho Ambiental. Número 12-13. Diciembre, 2005. pág.2.



2.4 Institucionalidad en la Política Nacional del Ambiente

En el mes de mayo de 2009, el MINAM aprobó la Política Nacional del Ambiente (PNA)⁹². Este documento constituye uno de los ejes fundamentales para la consolidación de la gestión ambiental nacional. Sus contenidos son de cumplimiento obligatorio.

En los aspectos relacionados con la institucionalidad, la PNA señala que a pesar de los avances que puedan haberse dado en esta materia *“persisten retos relacionados al desarrollo de capacidades y limitados recursos humanos y financieros; así como para el ejercicio de las competencias públicas, la prevención de controversias y el efectivo cumplimiento de los mandatos legales. Esto obliga a un importante esfuerzo de coordinación interinstitucional, a la descentralización y la búsqueda de sinergias entre las autoridades, el sector privado y la sociedad civil; a la gestión de la información, la investigación científica y tecnológica, así como a la consolidación de los instrumentos de gestión ambiental”*⁹³.

Dentro de los objetivos específicos de la PNA se señala el relativo a *“Consolidar la gobernanza ambiental y el Sistema Nacional de Gestión Ambiental a nivel nacional, regional y local, bajo la rectoría del Ministerio del Ambiente,*

*articulando e integrando las acciones transectoriales en materia ambiental”*⁹⁴.

Entre los objetivos del eje correspondiente a la Gobernanza Ambiental, se han establecido los siguientes:

1. Posicionar el tema ambiental en las decisiones de Estado, articulando las capacidades nacionales, creando sinergias y promoviendo una activa participación ciudadana.
2. Lograr que el Sistema Nacional de Gestión Ambiental ejerza, de manera eficiente y eficaz, sus funciones en los tres niveles de gobierno, bajo la rectoría del Ministerio del Ambiente.
3. Construir nuevos modos de producción y vida basados en los principios de la sostenibilidad, la ética, la inclusión social y la justicia ambiental.

En este marco, los lineamientos de política en materia de institucionalidad establecidos en la PNA son los siguientes:

- a) Consolidar el ejercicio de la autoridad ambiental para contribuir al desarrollo sostenible del país.
- b) Afianzar el Sistema Nacional de Gestión Ambiental y de sus instancias de coordinación y concertación.
- c) Promover un marco normativo ambiental armonizado y coherente con la realidad del país, las prioridades de Estado y su visión de desarrollo.

(92) Mediante D.S.012-2009-MINAM.

(93) Política Nacional del Ambiente. Fundamentos. pág.8.

(94) Política Nacional del Ambiente. Objetivos Específicos. Ítem 3.

- d) Impulsar la diferenciación y la complementariedad de las competencias ambientales institucionales en los tres niveles de gobierno.
- e) Fortalecer las capacidades para la gestión ambiental y para el diseño y aplicación de sus instrumentos, tales como los de planificación, prevención, control, corrección, información, financiamiento, participación, y fiscalización, entre otros.
- f) Fomentar la creatividad, investigación e innovación tecnológica ambiental, comprometidos con el desarrollo y estilo de vida sostenibles en los diferentes actores de la sociedad.
- g) Establecer e implementar mecanismos adecuados para la gestión de conflictos socioambientales, promoviendo el diálogo y la concertación.
- h) Promover acciones de vigilancia, monitoreo, supervisión, fiscalización y otorgamiento de incentivos que coadyuven al cumplimiento de la normativa y objetivos de la gestión ambiental.
- i) Fomentar alianzas y acuerdos de cooperación público-privada, así como la inversión privada para la ejecución de programas, proyectos y actividades orientadas a mejorar la gestión ambiental.

Estos lineamientos constituyen el eje sobre el que habrá de desarrollarse el proceso de consolidación y fortalecimiento de la institucionalidad ambiental del país.

2.5 Balance del Estado Actual de la Institucionalidad Ambiental

Tal como se indica en el Análisis Ambiental del Perú, elaborado por el Banco Mundial (2007), la gestión ambiental en el país se ha desarrollado de manera desigual entre los sectores; reconociéndose que es el Sector Energía y Minas el que más ha desarrollado normas sectoriales y ha establecido una entidad independiente para reforzar las mismas⁹⁵. No obstante tales avances, en este mismo informe se señala que:

“A pesar de estos esfuerzos el acercamiento sectorial del Perú a la gestión ambiental y al control de la contaminación ha evidenciado debilidades significativas incluyendo una amplia variación a través de sectores en términos de desarrollar regulaciones apropiadas para salvaguardar el ambiente y una limitada capacidad institucional para aplicar esas regulaciones efectivamente...⁹⁶”

A su vez, se señala que ello:

“afecta la confianza de las inversiones y debilita la competitividad del país a largo plazo...⁹⁷”

En efecto, coincidimos en señalar que una particularidad de la implementación de la institucionalidad ambiental está dada por el carácter heterogéneo de su desarrollo entre sectores; lo cual se verifica a partir de la normativa ambiental sectorial con la que cada sector cuenta.

Otra particularidad está referida al estado de cambios y reajustes a los que la institucionalidad ambiental peruana se encuentra sujeta, y que todavía habrán de continuar, sobre todo en el ámbito de la fiscalización ambiental. Ello genera una situación de incertidumbre no sólo en funcionarios públicos sino también en los titulares de proyectos productivos.

En cuanto a los cambios, éstos presentan la tendencia de buscar que la autoridad ambiental cuente con mayor nivel jerárquico y así mayores instrumentos para el mejor ejercicio de sus competencias. En este sentido, el camino recorrido desde la indefinición de competencias ambientales en el Código del Medio Ambiente hasta la creación del Ministerio del Ambiente demuestra la necesidad de que esta autoridad cuente con facultades, tales como la función normativa, gozando de la jerarquía normativa requerida para lograr la mayor efectividad en el cumplimiento de sus disposiciones de carácter transectorial.

No obstante ello, funciones propias de una autoridad de rango sectorial como es la función administrativa o ejecutiva, que está

(95) Se está haciendo referencia al organismo fiscalizador, esto es al Organismo Supervisor de Inversiones en Energía y Minería (OSINERGMIN).

(96) BANCO MUNDIAL. Análisis Ambiental del Perú: Retos para un desarrollo sostenible. Resumen Ejecutivo. Unidad de Desarrollo Sostenible Región de América Latina y el Caribe, 2007, página 11.

(97) BANCO MUNDIAL. Opcit. Página 11.

relacionada, por ejemplo, a la aprobación de los estudios ambientales, sigue siendo una función del ámbito de la autoridad ambiental sectorial en tanto no fue asumida por el MINAM en su normativa de creación. Asimismo, la asignación de funciones ambientales que por su naturaleza podían haber sido asumidas por la autoridad ambiental nacional, finalmente fueron otorgadas a otras entidades distintas a ésta, tal vez con una mirada de progresivo fortalecimiento de la institucionalidad ambiental que se estaba diseñando.

Debemos señalar también la falta de consistencia en la institucionalidad ambiental que significa el caso recientemente resuelto por el Tribunal Constitucional, relacionado con el Área de Conservación Regional Cordillera Escalera⁹⁸, en el que se ordena la suspensión de la última fase de la etapa de exploración y la etapa de explotación en la referida área hasta la aprobación del respectivo Plan Maestro de dicho espacio. Esta resolución revela la necesidad de un enfoque integrador en la aplicación de la legislación ambiental que vaya más allá del ámbito de competencia de cada entidad de una manera aislada, con miras a lograr una gestión ambiental predecible y coherente.

Coincidimos con Iván Lanegra al señalar que uno de los principales desafíos que enfrenta la construcción de un modelo de gestión pública ambiental se deriva de la forma en que se ha organizado el Estado Moderno. En efecto, al ser la gestión ambiental de carácter transversal, tanto a los sectores económicos como a la regulación de los recursos naturales, no ha sido fácil adaptar las formas tradicionales de organización de las tareas del Estado a las necesidades de la gestión pública ambiental⁹⁹. Esta gestión transectorial eficiente, integrada y coherente se nos presenta entonces como uno de los retos que prioritariamente habría que afrontar en el futuro.

3. Futuro de la Institucionalidad Ambiental

El MINAM, la autoridad ambiental nacional, con poco más de un año de creación se prevé que continuará en el proceso de consolidación progresiva de su nueva jerarquía. En este sentido, ha venido aprobando en primer lugar la normativa orgánica que le permitiera operar, así como las primeras normas sustantivas de su ámbito de competencias, entre las que destacan la aprobación de estándares ambientales (tanto ECAs como LMPs) y la normativa que regula el acceso a la información ambiental. Otro avance importante ha sido la aprobación de la Política Nacional del Ambiente, que estaba señalada como mandato pendiente desde la creación del CONAM en el año 1994, así como la aprobación del Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA).

En cuanto al futuro, cabe preguntarse si la tendencia a largo plazo habrá de ser lograr la unificación de las diferentes autoridades con competencias ambientales (en el ámbito del Poder Ejecutivo) en lo relativo al ejercicio de funciones normativas, de políticas, administrativas o ejecutivas, y de fiscalización en una sola entidad que interactúe con las autoridades del ámbito productivo y de servicios; y si la creación del MINAM constituye el primer ensayo hacia tal diseño final.

La solución institucional para los vacíos y conflictos de competencias debería constituir una de las áreas de prioridad futuras, debido a su impacto negativo en la ordenación de la institucionalidad ambiental, en la competitividad y en la confianza de la población respecto del nivel de cumplimiento de las normas, así como de su real efectividad. Se requiere contar con mayores mecanismos de coordinación intersectorial¹⁰⁰.

(98) Exp.03343-2007-PA/TC.

(99) LANEGRA QUISPE, Iván K. El (ausente) Estado Ambiental. Primera Edición. Perú, página 90.

(100) Un mecanismo de coordinación actualmente en operación es el Grupo Técnico Nacional Camisea creado mediante Decreto N° 002-2006-CONAM/CD del 10 enero del 2006, creado con la finalidad de articular las acciones que desarrollan las entidades del Estado, en materia de vigilancia, monitoreo, supervisión y fiscalización ambiental y social del Proyecto Camisea.

A su vez, en este camino se deberán tomar definiciones en temas pendientes como es el relativo a la determinación del futuro institucional de la salud ambiental y de la fiscalización ambiental.

En cuanto a la salud ambiental, en la norma de creación del MINAM se optó por no definir si la DIGESA, o parte de ella, correspondía ser fusionada en el ministerio que se estaba creando, estableciéndose una comisión multisectorial compuesta por la PCM, el MINSU y el MINAM, a efectos de determinar en un plazo de seis meses, cuáles serían las funciones que viene ejerciendo la DIGESA y que correspondería que sean asumidas por el MINAM. Esta comisión aún no ha cumplido con dicha tarea y el futuro de la institucionalidad, en materia de salud ambiental, aún se encuentra pendiente.

En cuanto a la fiscalización ambiental, aún está por definirse la transferencia de competencias ambientales de las entidades que ejercen tales funciones. En este caso, la ley de creación del SINEFA estableció un mecanismo progresivo para la adopción de tal determinación, el mismo que hasta la fecha no se ha iniciado. En efecto, la Primera Disposición Complementaria Final señala que para efectos de concretar esta transferencia de funciones se aprobará un Decreto Supremo refrendado por los sectores involucrados, a través del cual se determinará el listado de entidades encargadas de ejercer las funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental que serán asumidas por OEFA.

Otro tema pendiente es el relativo a la institucionalidad ambiental relacionada a la gestión socioambiental. Si bien existe una directa relación entre los temas ambientales y socioambientales, todavía no se cuenta con una normativa que establezca estándares sociales mínimos y la institucionalidad en el tema no necesariamente comprende a la institucionalidad ambiental. En el ámbito del Ministerio de Energía y Minas, por ejemplo, ambos constituyen ámbitos de intervención de diferentes autoridades¹⁰¹. Cabe indicar que aún quedan pendientes temas, tales como el relativo a la institucionalidad asociada a los procesos de compensación por utilización de tierras para el desarrollo de actividades de hidrocarburos¹⁰².

Lo que se espera finalmente es lograr una institucionalidad ambiental estable, con competencias debidamente definidas, con recursos suficientes y con los instrumentos necesarios para poder cumplirlos, que acompañe el desarrollo de las actividades productivas (incluidas las de gas natural) en el ejercicio de los roles que, en su calidad de tal, le corresponden.

4. Conclusiones

- La institucionalidad ambiental ha atravesado, y sigue atravesando, un proceso de cambios tendientes a asegurar una mayor efectividad en la gestión transectorial particularmente referida en lo relativo a la relación entre la autoridad ambiental nacional y las autoridades con competencias ambientales tanto en el nivel nacional, regional y local.
- El efectivo ejercicio de los derechos ambientales, así como el cumplimiento de las obligaciones y responsabilidades ambientales deberían ser la finalidad última del esquema institucional ambiental del país.
- Entre los criterios de atribución de competencias ambientales adoptados en el país se encuentran: el criterio de actividad principal, el criterio de protección de bienes jurídicos tutelados y el criterio de territorialidad. Todos estos criterios subsisten y se suman entre sí con la creación del MINAM, en el marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental.
- La creación del MINAM ha logrado su finalidad al haberle otorgado la mayor jerarquía institucional posible a la autoridad ambiental nacional; sin embargo, las facultades que le han sido atribuidas han sido limitadas por las competencias conferidas a otras entidades, así como por aquellas que no se llegaron a asumir en su norma de creación. Por tales razones el MINAM cuenta en la actualidad con un rol principalmente técnico normativo. No obstante ello, podemos concebir a éste como el diseño

(101) La Oficina General de Gestión Social, por un lado, y la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos, por el otro.

(102) Esta fue una propuesta formulada por la Defensoría del Pueblo, en su Informe Defensorial No.103 "El Proyecto Camisea y sus efectos en los Derechos de las Personas". Lima, Marzo 2006, pág.62.

inicial que se adopta, cuya consolidación exitosa podría llevar hacia la unificación de la autoridad ambiental en el ámbito del Poder Ejecutivo, en el largo plazo.

- El actual ejercicio de competencias ambientales se encuentra sujeto a problemas tales como conflictos y vacíos de competencias, y la falta de mayores mecanismos de coordinación transectorial entre entidades con competencias ambientales. Estos temas requieren ser abordados prioritariamente por el MINAM, en el ejercicio de su rol rector del SNGA.
- La fiscalización ambiental constituye uno de los pilares de la institucionalidad ambiental. Su definición futura, actualmente sujeta a un proceso de transferencia, habrá de tener un impacto directo en el logro del cumplimiento de la legislación ambiental y de las finalidades que ésta persigue.
- Se espera que en un futuro, la institucionalidad ambiental logre un nivel de maduración y estabilidad que acompañe el desarrollo de las actividades productivas, incluidas las actividades de gas natural.







