



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**OFERTA Y DEMANDA EN
EL MERCADO DE GAS
NATURAL EN MÉXICO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JOSUÉ JORDÁN CASTRO DUARTE

DIRECTOR: M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, MARZO 2010



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-950

SR. JOSUÉ JORDÁN CASTRO DUARTE
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

OFERTA Y DEMANDA EN EL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO

- INTRODUCCIÓN
- I INDUSTRIA DEL GAS EN MÉXICO
- II PARTICIPANTES EN LA INDUSTRIA DEL GAS
- III MERCADOS DE GAS Y CONSUMIDORES
- IV EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA
- V VENTAS DE GAS
- VI MULTAS Y SANCIONES
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA
- GLOSARIO

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CD. Universitaria, D.F., a 19 de Agosto de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN

Designación de sinodales de Examen Profesional

A los señores profesores:

Presidente	DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
Vocal	M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA
Secretario	DRA. ROCIO GUADALUPE DE LA TORRE SANCHEZ
1o. suplente	ING. DANILO ALBERTO RODRIGUEZ GARCIA
2o. suplente	ING. FRANCISCO CASTELLANOS PAEZ

14/01/10
21/01/10
21/1/10
13/11/09
09/11/09

Me permito informar a ustedes que han sido designados sinodales del Examen Profesional del señor CASTRO DUARTE JOSUE JORDAN registrado con número de cuenta 30022312-7 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA quien ha concluido el desarrollo del tema que le fue autorizado.

Ruego a ustedes se sirvan revisar el trabajo adjunto y manifestar a esta Dirección, si es el caso, la aceptación del mismo.

Con el fin de asegurar el pronto cumplimiento de las disposiciones normativas correspondientes y de no afectar innecesariamente los tiempos de titulación, les ruego tomar en consideración que para lo anterior cuentan ustedes con un plazo máximo de **cinco días hábiles** contados a partir del momento en que ustedes **acusen recibo de ésta notificación**. Si transcurrido este plazo el interesado no tuviera observaciones de su parte, se entendería que el trabajo ha sido aprobado, por lo que deberán **firmar e oficio de aceptación del trabajo escrito**.

Doy a ustedes las más cumplidas gracias por su atención y les reitero las seguridades de mi consideración más distinguida.

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F. a 29 de Octubre de 2009.
EL DIRECTOR

[Firma manuscrita]
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda

AGRADECIMIENTOS

A mi madre, Alejandra Duarte; gracias a tu amor, comprensión e incondicional apoyo en cada etapa de mi vida, es que he logrado conseguir todo lo que me he propuesto; por haberme brindado todas las posibilidades para superarme personal y académicamente, es por eso que dedico a ti este trabajo, como una muestra de mi más profundo agradecimiento por haber sido todo un ejemplo para mí y por haberme enseñado que el amor se manifiesta todos los días del año.

A mi novia y amiga, Selene Hernández; por haberme mostrado con el ejemplo, que ninguna meta es imposible, siendo la dedicación y la perseverancia las llaves que abren las puertas al éxito. Gracias por estar a mi lado demostrándome lo infinito que puede ser el cariño y el profundo significado de la palabra amor. Han sido tus enseñanzas las que me han motivado a nunca mirar atrás y me han inspirado a siempre ir en busca de la superación personal. Es la alegría que has traído a mi existencia por la que te dedico el significado de este trabajo, siendo que mi futuro personal y profesional no habrían sido lo mismo en tu ausencia.

A mi familia; quienes desde siempre han depositado su confianza en mí, y me demuestran día a día, el valor de la integridad personal y lo invaluable de contar con el apoyo de este grupo de personas con las cuales no solo estoy unido por la sangre, sino también por el corazón.

A mis amigos; por ser aquellas personas en quienes la palabra amistad refleja su significado, y por estar ahí para compartir aquellos valiosos momentos de dicha que perduran en el tiempo.

A mis profesores; por haberme brindado la posibilidad de desarrollarme profesionalmente, y por ser la base fundamental de mi éxito profesional, a través de sus enseñanzas y de las oportunidades que a mí acercaron, para desempeñarme con el orgullo de ser un Ingeniero Petrolero de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1 INDUSTRIA DEL GAS EN MÉXICO	3
1.1 Actividades económicas	3
1.2 El ciclo económico – Contratos con facturación	3
1.3 Metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano.....	5
1.4 Directiva de información en materia de gas natural	9
1.5 Normalización	9
1.6 Distribución	12
1.7 Proyecto de suministro	13
CAPÍTULO 2 PARTICIPANTES EN LA INDUSTRIA DEL GAS	17
2.1 ¿Quiénes son los participantes en la industria?	17
2.2 Asuntos y cuestiones de los participantes	19
2.3 Servicios ofrecidos por los participantes.....	22
2.4 Terminología y definiciones	23
CAPÍTULO 3 MERCADOS DE GAS Y CONSUMIDORES	25
3.1 Introducción	25
3.2 Infraestructura de transporte y distribución.....	26
3.3 Estableciendo el valor del gas natural	28
3.3.1 Precio máximo de adquisición.....	28
3.3.2 Tarifas de transporte y distribución	29
3.3.3 Tarifas de almacenamiento.....	29
3.4 Servicios de mercadeo	30
3.5 Filosofías de mercado	30
3.6 Mercados de gas y segmentación de clientes	31
3.7 Contratos de gas natural	33
3.7.1 Ventas de gas y contratos de compra.....	35
3.7.2 Manejo del riesgo	40
3.7.3 Contratos de transporte.....	41

3.7.4 CDL/Contratos de distribución	42
3.7.5 Contratos de capacidad de liberación.....	43
3.8 Importes en ductos	46
3.9 Proceso de elaboración de tarifas	47
CAPÍTULO 4 EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA.....	48
4.1 Evolución de la oferta y la demanda nacional de gas natural	48
4.2 Sector eléctrico	49
4.2.1 Demanda de gas natural para el servicio público de electricidad	49
4.2.2 Autogeneración de energía eléctrica	50
4.3 Sector industrial.....	50
4.4 Sector petrolero	52
4.5 Sector residencial y servicios	52
4.6 Sector autotransporte	53
4.7 Oferta de gas natural	54
4.8 Contratos de obra pública financiada	57
4.9 Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB.....	58
4.10 Inversiones en PGPB para el procesamiento y transporte de gas natural	59
4.11 Balance prospectivo oferta-demanda de gas natural	60
4.12 Balances regionales de gas natural	61
4.12.1 Región Noroeste	61
4.12.2 Región Noreste	62
4.12.3 Región Centro-Occidente	62
4.12.4 Región Centro	63
4.12.5 Región Sur-Sureste.....	63
CAPÍTULO 5 VENTAS DE GAS	64
5.1 Proceso de generación de ingresos.....	64
5.2 El proceso de nominación	65
5.2.1 La mecánica de las nominaciones.....	67
5.2.2 Responsabilidades de los grupos en las nominaciones	68
5.2.3 Información requerida para la Nominación	69
5.3 El proceso de confirmación	70
5.3.1 Mecánica de la confirmación.....	70

5.3.2 Asuntos de propiedad para la confirmación	73
5.3.3 La cadena de margaritas	73
5.4 Transportes.....	74
5.4.1 El proceso de programación.....	74
5.4.2 Operaciones de gasoductos	75
5.4.3 Flujo de gas y acortamientos.....	76
5.4.4 Control de balance / volumen mensual y diario	78
5.5 Asignaciones	80
5.5.1 Proceso de asignación.....	81
5.5.2 Tipos de métodos de asignación	82
5.6 Concentración “Pooling”	85
CAPÍTULO 6 MULTAS Y SANCIONES	86
6.1 Conductas sancionables	86
6.2 Tipos de desbalances y multas asociadas	93
6.3 Ejercicio de equilibrio/penalización.....	96
6.4 El proceso de contabilidad y facturación	98
6.5 Importancia de los datos reales para la facturación.....	103
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
Conclusiones.....	104
Recomendaciones.....	105
GLOSARIO	106
LISTADO DE TABLAS.....	111
LISTADO DE ILUSTRACIONES.....	112
BIBLIOGRAFÍA	113

INTRODUCCIÓN

El sector energético es parte fundamental de la política económica del país; de acuerdo a lo plasmado en el “Plan de Desarrollo 2007 – 2012”, se establece que el sector energía contribuya a un desarrollo sustentable de la economía nacional.

En los últimos años, el fortalecimiento del mercado de gas natural en México ha respondido al impulso de políticas encaminadas al fomento del uso de combustibles más limpios y eficientes, en virtud de una conciencia de protección al medio ambiente.

Ante la creciente demanda del hidrocarburo durante la última década, es indispensable asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos que demandan los consumidores. Esto implica fortalecer la exploración y producción de crudo y gas natural, incrementar la capacidad de almacenamiento y fortalecer al actual Sistema Nacional de Gasoductos; para esto, habrá que impulsar el desarrollo de reservas y realizar las inversiones necesarias para el aprovechamiento íntegro de la extracción y procesamiento del gas. Así también habrá que continuar promoviendo una mayor flexibilidad a la gestión en las empresas públicas, acompañándola de un mayor nivel de transparencia y rendición de cuentas, con el fin de garantizar las inversiones necesarias tanto en el área de exploración y producción del gas, como en el desarrollo de la infraestructura adecuada.

La diversificación de fuentes de importación del gas como complemento a los esfuerzos de Pemex, se convirtió en una opción con la entrada en operación de la terminal de regasificación de Altamira. Al mismo tiempo, se presentan avances en dos proyectos más de terminales en la costa del Pacífico, con el fin de continuar garantizando el suministro de este combustible por medio del gas natural licuado (GNL).

Dada la necesidad de contar con herramientas de planeación estratégica para el sector, particularmente en la industria del gas natural, la Secretaría de Energía (SENER) publica la denominada “*Prospectiva del Mercado de Gas Natural*” para el periodo comprendido de 2007 a 2016, como parte de un amplio proceso de coordinación y planeación de las diferentes entidades del sector energético mexicano. Esta misma publicación ha sido utilizada como una referencia para la elaboración de esta tesis, ya que contiene la mejor información disponible del mercado de gas natural, e integra la evolución ocurrida en la última década y las expectativas de crecimiento para los próximos 8 años. Esto último, complementa una visión estratégica sobre la expansión de la industria del gas natural en nuestro país a partir de un análisis objetivo de la situación nacional actual, para lograr construir un sector energético confiable, que sea respetuoso del medio ambiente y además, un motor de crecimiento económico y de bienestar social para México.

El Capítulo 1 describe el panorama nacional del mercado del gas natural en las diferentes regiones productoras y consumidoras del país. A lo largo de este capítulo se explica la evolución del marco regulatorio de esta industria, la aplicación de la directiva de información, un vistazo al proceso de compra-venta del gas natural, así como el otorgamiento de permisos y concesiones para la distribución de este hidrocarburo en las diferentes regiones del país.

El Capítulo 2 presenta a todos los involucrados en la industria del gas natural, detalla las actividades realizadas por dichos participantes y el papel que realizan en el mercado del gas natural, que va desde la producción del hidrocarburo hasta su llegada al usuario final para su consumo o proceso.

El Capítulo 3 abarca la infraestructura de transporte y distribución con la que cuenta México, la estimación del valor del gas natural de acuerdo los lineamientos establecidos por la directiva de determinación de precios para esta industria, que abarca las ventas de primera mano¹ (VPM), para los servicios de transporte y distribución. Además contempla información referente a los contratos de compra-venta, de transporte y de distribución.

El Capítulo 4 contiene un análisis de la evolución futura de la oferta y la demanda nacional del gas natural para los próximos ocho años. Esa sección muestra las estimaciones realizadas respecto al crecimiento en las regiones y sectores de consumo final, así como la producción que Pemex tendrá disponible en el mercado en los próximos años, de acuerdo a su cartera de proyectos.

El Capítulo 5 trata lo correspondiente a las ventas de gas natural, abarca los procesos de generación de ingresos, así como todos los demás procesos, procedimientos y tratados que se requieren para hacer que el flujo de gas proveniente de la producción llegue a mano de los consumidores finales en tiempo y forma.

Finalmente, el Capítulo 6 describe los tipos de multas y sanciones a los que pueden ser sometidas empresas y/o personas, en caso de incurrir en faltas, violaciones o desbalances en los contratos acordados entre productor-adquiriente-distribuidor así como sus correspondientes penalizaciones.

¹ La venta de primera mano, actividad reservada en exclusiva al Estado por conducto de Pemex y sus organismos subsidiarios, es la primera enajenación de gas de origen nacional que realiza Pemex a un tercero para su entrega en territorio nacional. Las ventas de primera mano (VPM) son actividades reguladas en cuanto a precio y condiciones de venta por parte de la Comisión Reguladora de Energía.

CAPITULO 1 INDUSTRIA DEL GAS EN MÉXICO

1.1 Actividades económicas

El gas natural es un producto básico que es comprado y vendido como cualquier otro. Con una distinción: *el transporte de gas natural también puede venderse como un producto básico*. Esto significa que este combustible está dejando de ser un producto de uso regional y su tendencia es cada vez más a convertirse en un “commodity²”. La meta por supuesto es ganar dinero en la compra - venta como con cualquier otro producto básico.

Todas las compañías implicadas en la compra, venta y transporte de un producto básico siguen el mismo proceso de negocio básico para obtener dinero. A este proceso se le conoce como “Proceso de la Administración de Generación de Rendimiento” (PAGR), *ilustración 1*. Cada proceso y sub proceso que componen el PAGR debe trabajar eficazmente dentro de sí mismo y con otros subprocesos. El PAGR es tan fuerte como su subproceso más débil.

1.2 El ciclo económico – Contratos con facturación

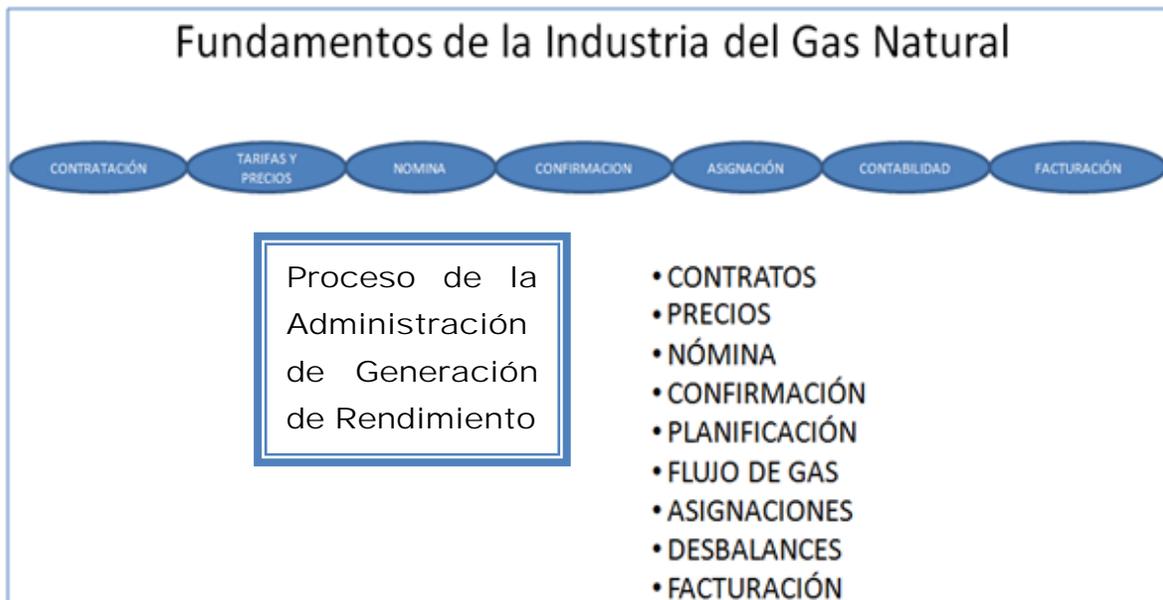


Ilustración 1.- Proceso de la Administración de Generación de Rendimiento

El negocio del gas natural consta de un Productor que por medios de contratos vende su gas a un Usuario Final o un Comercializador (Primer Comprador).

² Término utilizado para referirse a las materias primas que son objeto de negociación en mercados organizados.

La venta de primera mano, actividad reservada en exclusiva al Estado por conducto de Pemex y sus organismos subsidiarios, es la primera enajenación de gas de origen nacional que realiza Pemex a un tercero para su entrega en territorio nacional. Las ventas de primera mano (VPM) son actividades reguladas en cuanto a precio y condiciones de venta por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

El comercializador, el Usuario Final, el Productor o el Operador harán negociaciones con el transportista y/o la transportación del gas natural desde el pozo hasta un punto de venta o en última instancia al área de consumo final del gas. Cualquier movimiento de gas del pozo al Comprador, se realizarán bajo los acuerdos establecidos de transporte.

La CRE realiza un proceso de análisis y adecuación de diferentes instrumentos de regulación asociados con las VPM, a efecto de establecer un marco regulador congruente con las condiciones dinámicas del mercado.

Los temas más relevantes que en la CRE ha analizado en materia de regulación de las Ventas de Primera Mano son:

- Las modificaciones a la cláusula 7 de los Términos y Condiciones Generales (TCG) para las ventas de primera mano de gas natural que establece los plazos, procedimientos y requisitos para la celebración de los contratos.
- La modificación a los Lineamientos Operativos sobre Condiciones Financieras y Suspensión de Entregas (LOCFSE), que establecen las reglas de aplicación general respecto a los requisitos, procedimientos, metodologías y formatos para realizar las VPM de gas natural. Las LOCFSE consideran esquemas de contratación, facturación, pago, intereses, clasificación de adquirentes para efectos de garantías y crédito, así como reglas para la suspensión y reanudación de entregas.
- La aprobación de los costos de servicio que forman parte del Catálogo de Precios y Contraprestaciones (el Catálogo de precios), establece la formulación de las diversas cotizaciones para el precio del gas que ofrecerá Pemex para las VPM en planta de proceso, así como las contraprestaciones aplicables a las diversas modalidades de entrega del gas objeto de las VPM en puntos distintos a una planta de proceso. El catálogo de precios es un instrumento fundamental dentro de los TCG entidad que permitirá a los adquirentes contar con elementos de crisis y un para contratar las VPM ya sea a la salida de las plantas de proceso (contratación separada de servicios de suministro y transporte), o en el punto de entrega distante a dichas plantas (contratación agregada de servicios de suministro y transporte).

1.3 Metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano

La metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano define el precio máximo que Petróleos Mexicanos podrá cobrar por las ventas de gas en cada una de las Plantas de Proceso.

El precio máximo del gas objeto de las ventas de primera mano será fijado conforme a lo establecido en la *“Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural”* expedida por la CRE. La metodología para su cálculo deberá reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

El precio máximo de venta de primera mano será el precio más alto que Petróleos Mexicanos podrá cobrar por el gas entregado a la salida de las plantas de proceso o en el punto o puntos de entrega que determine el adquirente.

El precio máximo de venta de primera mano tendrá tres componentes:

- I. El precio base, que refleja las condiciones de las ventas de primera mano existentes a la entrada en vigor de esta Directiva;
- II. Los cambios en los precios del Houston Ship Channel, que reflejan la evolución internacional de los precios del gas en un mercado relevante para el gas mexicano, y que presenta condiciones apropiadas de liquidez y desarrollo de instrumentos financieros de cobertura.
- III. Los cambios en las tarifas de transporte desde la frontera a Ciudad Pemex, el punto de entrega de la mayor parte del gas producido en México, a fin de reflejar la evolución de las condiciones en los mercados de transporte

El precio máximo de las ventas de primera mano se establecerá en dólares por unidad y no afectará la facultad del adquirente para negociar condiciones más favorables en su precio de adquisición. Por otra parte, la metodología para determinar el precio del gas natural nacional no aplicará al precio del gas importado.

La metodología para determinar el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas incorpora los elementos siguientes:

- I. El precio de referencia en el Houston Ship Channel;
- II. El diferencial histórico entre el precio de referencia y las cotizaciones del gas en los mercados del Sur de Texas, y
- III. Los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del Sur de Texas, que se agregan, descuentan o eliminan en función del balance de comercio exterior de gas natural.

La metodología para la determinación del precio en cada una de las plantas de proceso de PEMEX es la siguiente:

- Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas en Reynosa, en términos diarios o mensuales, se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

$$\text{Diario: } VPMR_i^d = HSC_{i-1}^d - D_i + TF_i$$

$$\text{Mensual: } VPMR_i^m = HSC_i^m - D_i + TF_i$$

donde:

$VPMR_i^d$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad)
$VPMR_i^m$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad).
HSC_{i-1}^d	Es el precio promedio del rango cotizado en el Houston Ship Channel el día inmediato anterior al día i publicado en el Gas Daily, Daily Price Survey renglón Houston Ship Channel (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).
HSC_i^m	Es el índice del Houston Ship Channel publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad).
D_i	Es el diferencial histórico entre el índice mensual de referencia en el Houston Ship Channel y la cotización promedio del gas en el Sur de Texas (dólares/unidad).
TF_i	Es el costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del Sur de Texas vigente en el periodo i (dólares/unidad).

El diferencial histórico, D_i , se calculará con base en el promedio de las diferencias entre el índice mensual del Houston Ship Channel y la cotización mensual del gas en el sur de Texas en el promedio trimestral. La fórmula para calcular el diferencial histórico es la siguiente:

$$D_i = \sum_{j=0}^{n-1} \left[\frac{HSC_{i-j}^m - ST_{i-j}^m}{n} \right]$$

donde:

n	Es igual a tres (3)
HSC_{i-j}^m	Es el índice del Houston Ship Channel publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes $i-j$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad)
ST_{i-j}^m	Es el índice de Texas Eastern Transmission Corp., renglón South Texas zone, publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes $i-j$ (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad)

- Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

$$\text{Diario: } VPMCP_i^d = VPMR_i^d + TP_i$$

$$\text{Mensual: } VPMCP_i^m = VPMR_i^m + TP_i$$

CAPÍTULO 1: INDUSTRIA DEL GAS EN MÉXICO

donde:

$VPMCP_i^d$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex en el día i (dólares/unidad).
$VPMR_i^d$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad).
$VPMCP_i^m$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex en el mes i (dólares/unidad).
$VPMR_i^m$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad).
TP_i	Es la tarifa neta (netback) autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex vigente en el periodo i (dólares/unidad).

El valor de TP_i será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$TP_i = TP_i^A - TP_i^{CP}$$

donde:

TP_i^A	Es la tarifa autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo i (dólares/unidad).
TP_i^{CP}	Es la tarifa por el servicio de transporte de Petróleos Mexicanos desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex vigente en el periodo i (dólares/unidad).

- El precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Plantas de Proceso distintas a las ubicadas en Ciudad Pemex o Reynosa se determinará conforme a los criterios que se indican a continuación:

Para Plantas de Proceso ubicadas en el sistema de transporte de Petróleos Mexicanos *entre Reynosa y el punto de arbitraje*, el precio máximo se calculará como la suma del precio máximo del gas en Reynosa y la tarifa de transporte autorizada a Petróleos Mexicanos para el trayecto comprendido entre Reynosa y la Planta de Proceso respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

$$\begin{aligned} \text{Diario: } VPMP_{p,i}^d &= VPMR_i^d + TP_{p,i}^R - TP_{p,i}^P \\ \text{Mensual: } VPMP_{p,i}^m &= VPMR_i^m + TP_{p,i}^R - TP_i^P \end{aligned}$$

donde:

$VPMP_{p,i}^d$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en la Planta de Proceso p en el día i (dólares/unidad).
$VPMR_i^d$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad).
$VPMP_{p,i}^m$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en la Planta de Proceso p en el mes i (dólares/unidad).
$VPMR_i^m$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad).

	i (dólares/unidad).
$TP_{p,i}^R$	Es la tarifa autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta el sector de transporte donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).
TP_i^P	Es la tarifa de transporte del sector donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).

Para Plantas de Proceso ubicadas en el sistema de transporte de Petróleos Mexicanos *entre Ciudad Pemex y el punto de arbitraje*, el precio máximo se calculará como la suma del precio máximo del gas en Ciudad Pemex y la tarifa de transporte autorizada a Petróleos Mexicanos para el trayecto comprendido entre Ciudad Pemex y la Planta de Proceso respectiva, menos la tarifa de transporte del sector donde se ubica dicha planta:

$$\begin{aligned} \text{Diario: } VPMP_{p,i}^d &= VPMCP_i^d + TP_{p,i}^{CP} - TP_{p,i}^P \\ \text{Mensual: } VPMP_{p,i}^m &= VPMCP_i^m + TP_{p,i}^{CP} - TP_i^P \end{aligned}$$

Donde:

$VPMP_{p,i}^d$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en la Planta de Proceso p en el día i (dólares/unidad).
$VPMCP_i^d$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex en el día i (dólares/unidad).
$VPMP_{p,i}^m$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en la Planta de Proceso p en el mes i (dólares/unidad).
$VPMCP_i^m$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex en el mes i (dólares/unidad).
$TP_{p,i}^{CP}$	Es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad Pemex en el mes i (dólares/unidad).
TP_i^P	Es la tarifa de transporte del sector donde se ubica la Planta de Proceso p vigente en el periodo i (dólares/unidad).

La Comisión podrá modificar la metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano, ya sea de oficio, a solicitud de Petróleos Mexicanos o a solicitud de los adquirentes.

1.4 Directiva de información en materia de gas natural

La Directiva de Información en materia de gas natural (Directiva de Información) establece los requerimientos de información suficiente y adecuada que deberán presentar los permisionarios de almacenamiento, distribución, transporte y usos propios de gas natural, así como los importadores y exportadores de gas natural.

Por medio de la Directiva de Información se definen los formatos y plazos para la presentación de la información requerida en el Reglamento de Gas Natural y los permisos correspondientes para los importadores, exportadores y permisionarios en materia de gas natural.

1.5 Normalización

Las Normas Oficiales Mexicanas (NOMs) complementan el marco regulador de la industria del gas natural, ya que establecen los estándares técnicos relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de gas natural a que deben sujetarse los agentes regulados.

Actualmente, se están revisando las siguientes NOMs en materia de gas natural y gas LP por medio de ductos:

- ***NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural.***

Esta Norma Oficial Mexicana (en lo sucesivo la Norma) tiene como finalidad establecer las características y especificaciones que debe cumplir el gas natural que se conduzca en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, para preservar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios y de los usuarios.

Esta Norma es aplicable al gas natural que se utiliza como combustible y se conduce desde las líneas de batería de las plantas de procesamiento, puntos de importación o puntos de entrega de las plantas de gas natural licuado y se entrega en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural

El productor, procesador o importador de gas natural es responsable de la calidad del gas natural que entregue en los sistemas de transporte, almacenamiento o distribución.

El transportista es responsable de la calidad del gas que reciba, así como de mantener sus sistemas en condiciones adecuadas para entregar el gas con la calidad que se establece en esta Norma.

Los distribuidores son responsables de la calidad del gas que se conduce por sus sistemas y de mantener éstos en condiciones adecuadas para entregar el gas con la calidad que se establece en esta Norma.

La composición y el conjunto de características físico-químicas que posee el gas natural de acuerdo con las propiedades siguientes:

- a) Poder calorífico, Índice Wobbe;
- b) Densidad, factor de compresibilidad
- c) Densidad relativa y puntos de rocío

- ***NOM-002-SECRE-2003, Instalaciones para el aprovechamiento del gas natural.***

Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en los materiales, construcción, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

Es aplicable a las instalaciones que conduzcan gas natural desde la salida del medidor o de una estación de regulación y medición, hasta la válvula de seccionamiento anterior a cada uno de los aparatos de consumo, para lo cual, el usuario o responsable de la instalación deben cumplir los requisitos establecidos en esta Norma.

Esta norma contempla:

- Clasificación de las instalaciones de aprovechamiento
- Requisitos para el diseño de instalaciones aprovechamiento
- Tipos de tuberías
- Pruebas de hermeticidad en las instalaciones residenciales, comerciales e industriales
- Válvulas para gas natural de cierre rápido, manómetros, válvulas de bloqueo, bridas y bridados.
- Protección contra corrosión en tuberías, conexiones, accesorios y componentes de la instalación sumergidos y sobre el piso.
- Equipos de consumo del gas natural por combustión.
- Reguladores de presión en instalaciones de aprovechamiento.
- Plan integral de seguridad en instalaciones industriales
- Operación y mantenimiento de las instalaciones industriales

- ***NOM-003-SECRE-2002, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.***

Esta norma establece y actualiza permanentemente las medidas de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y protección de los sistemas de distribución.

La apertura de la industria del gas natural a la iniciativa privada, en lo relativo al transporte, almacenamiento y distribución de gas natural ha hecho necesario establecer las bases bajo las cuales se debe garantizar la confiabilidad, la estabilidad, la seguridad y la continuidad de la prestación del servicio de distribución, en un entorno de crecimiento y cambios tecnológicos en esta industria. Asimismo, el transporte y distribución de gas L.P. por ductos, deben ser actividades que se realicen bajo un mínimo de requisitos de seguridad.

- **NOM-007-SECRE-1999, Transporte de gas natural.**

Esta Norma tiene por objeto establecer las especificaciones técnicas que deben cumplir los materiales, tuberías, equipos, instalaciones principales y accesorias y dispositivos que son necesarios para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas de transporte de gas natural, así como los requisitos mínimos que deben satisfacer las medidas de seguridad y los planes de atención a emergencias.

Esta norma es aplicable a los ductos de transporte de gas natural que se construyen en el territorio nacional y aquellos sistemas de transporte que ya estando construidos se modifiquen en su diseño original o reparaciones mayores, cambios de trazo o especificaciones y/o códigos técnicos originales o por cualquier otra causa análoga a las anteriores; esta norma comprende desde el punto de origen del ducto hasta las estaciones de medición y regulación del distribuido o instalaciones del usuario final en su caso.

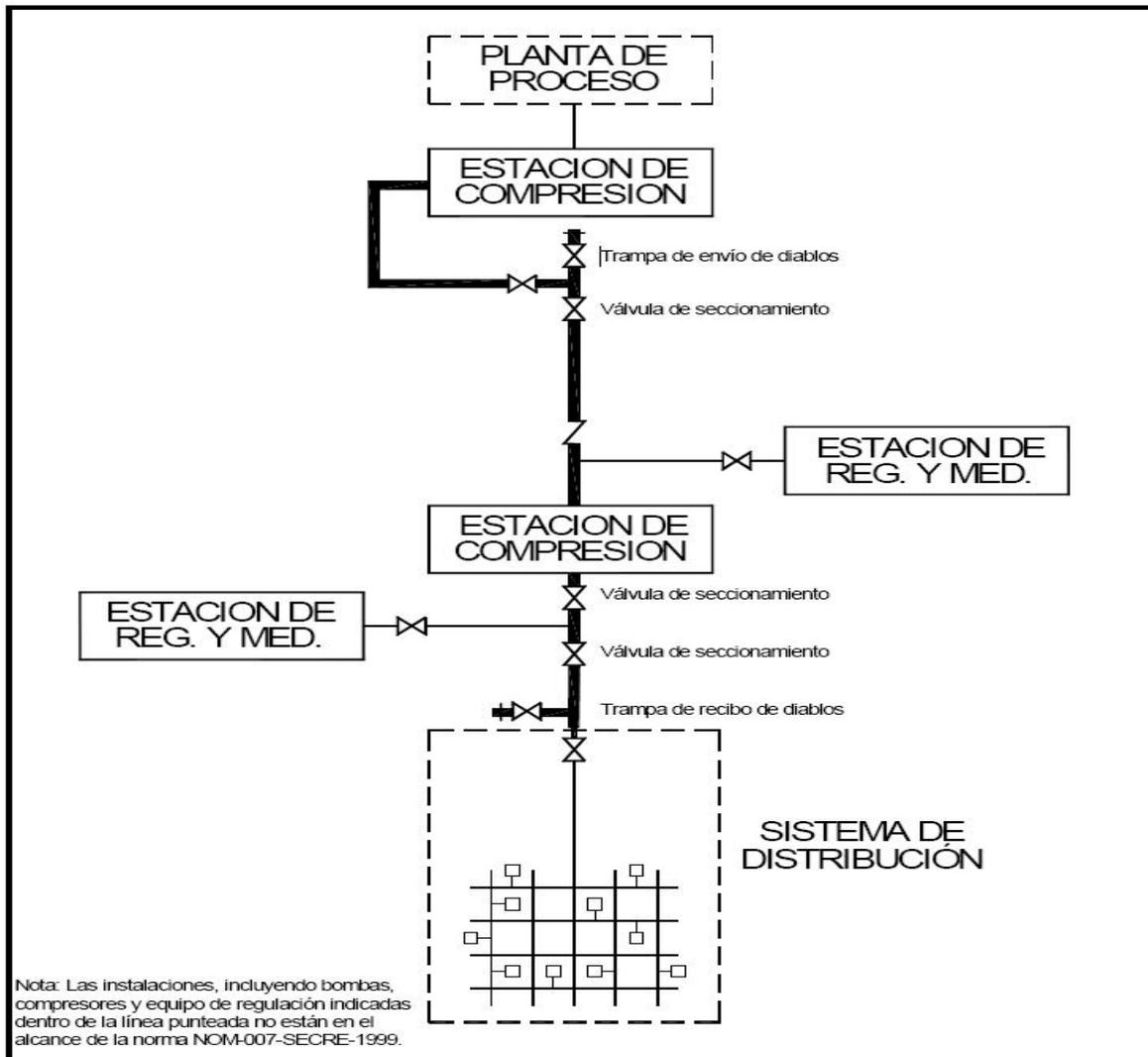


Ilustración 2.- Esquemático del sistema de transporte de gas natural

- ***NOM-013-SECRE-2004, Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.***

Esta Norma establece los requisitos mínimos de seguridad relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

Esta NOM consta de cuatro partes:

1. La primera parte se aplica a las terminales de almacenamiento de GNL con instalaciones fijas en tierra firme.
2. La segunda parte se aplica a las terminales de almacenamiento de GNL instaladas costa afuera, desde el punto de recepción del GNL hasta el punto de entrega del combustible en estado gaseoso a un sistema de transporte por ductos y comprende los sistemas de recepción, conducción, almacenamiento, vaporización de GNL y entrega de gas natural.
3. La tercera parte de la NOM se refiere al diseño del gasoducto submarino para conducir el gas natural desde la terminal de almacenamiento mar adentro hasta el litoral.
4. En la cuarta parte de la NOM se establece el Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC).

1.6 Distribución

La CRE ha llevado a cabo licitaciones de permisos de distribución de gas natural, y como resultado más de 166 municipios de 18 estados del país y con las 16 delegaciones del Distrito Federal, alrededor de diez millones de habitantes en el país se ven beneficiados (Ilustración 3).

CAPÍTULO 1: INDUSTRIA DEL GAS EN MÉXICO



Ilustración 3.- Zonas geográficas de distribución de gas natural

Permisos de almacenamiento de gas natural otorgados por la CRE hasta mayo de 2007				
Empresa	Ubicación	Capacidad (mmpcd)	Fecha de inicio de operación	Inversión (MM US\$)
Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V.	Altamira	750	2006	440
Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V.	Ensenada	1,000	2007	669
Chevron-Texaco de México, S.A. de C.V.	Islas Coronado	700	2008	758

Tabla 1.- Permisos de almacenamiento de gas natural otorgados por la CRE hasta mayo de 2007

1.7 Proyecto de suministro

El objetivo de la planificación del suministro es evaluar las posibles condiciones alternativas de precio y de transporte contra la necesidad de suministro y confiabilidad del transporte, las opciones del almacenamiento, y la necesidad de evitar los desequilibrios y otras multas.

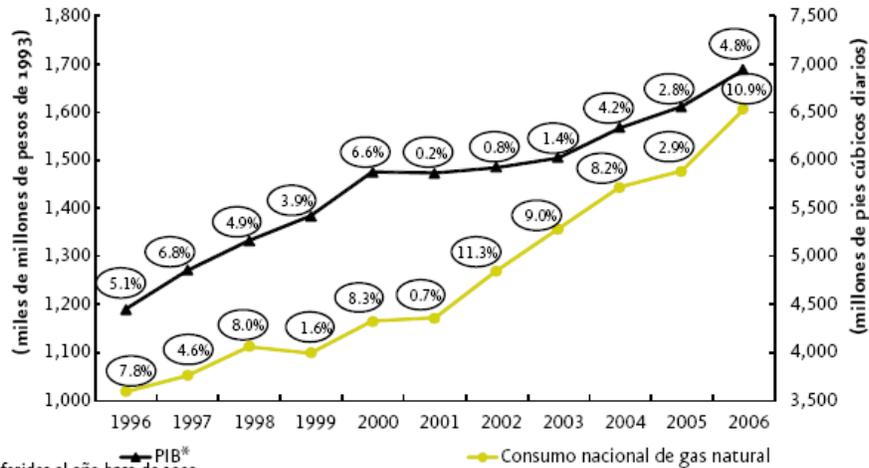
El objetivo del proyecto de suministro es evaluar las posibles condiciones alternativas de precio y de transporte contra la necesidad de suministro y confiabilidad de transporte, las opciones del almacenamiento, y la necesidad de evitar los desequilibrios y otras multas.

Cualquier comprador de gas tiene una función en el Proyecto de Suministro, su papel es prever la demanda, determinar los medios más baratos y prácticos de encontrar esa demanda usando las ventas, y los contratos existentes de transporte sobre las cuales nominar.

La demanda para el gas natural es dependiente de muchos factores como son pronósticos de tiempo (Clima), las exigencias de los clientes en el diseño de confiabilidad por parte de proveedores y transportistas, los costos y disponibilidad del gas, y condiciones de sanción con los proveedores y los transportistas.

El departamento encargado del proyecto de suministro debe estar muy consciente de los patrones de demanda, que variarán dado que la demanda de gas natural es sensible a cualquier variación en la actividad económica del país, ya que este hidrocarburo participa directa o indirectamente en el quehacer de toda la población debido a la versatilidad que presenta para ser utilizado como materia prima o combustible.

La demanda de gas natural generalmente obedece al comportamiento de la actividad económica de México como lo referente al Producto Interno Bruto (PIB), el precio del petróleo y de los precios de combustibles sustitutos.



* Las cifras están referidas al año base de 1993.
Fuente: IMP e INEGI.

² Incluye el consumo de las subsidiarias de Pemex y el gas para recirculaciones de PEP.

¹ De acuerdo con Informe Anual 2006, Banco de México, abril de 2007.

Ilustración 4.- Crecimiento de la demanda de gas natural y el PIB en México, 1996-2006

El consumo regional de gas natural está estrechamente relacionado con la distribución de la infraestructura, así como con la ubicación de los centros industriales, actividades petroleras, puntos de generación de electricidad y concentración poblacional. Estos factores son los que principalmente han desarrollado el mercado de gas natural en México.

CAPÍTULO 1: INDUSTRIA DEL GAS EN MÉXICO

En México el gas natural obedece a un análisis de consumo regional que se divide en cinco zonas: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste, y el proyecto de suministro debe tenerlo contemplado acorde a la demanda de cada una de las regiones.

Región Sur-Sureste

La región Sur-Sureste concentra 49.2% del consumo, derivado de los requerimientos de gas para las actividades petroleras de las subsidiarias de Pemex y por el gas inyectado a los pozos productores de crudo. Dicho sector representó 82.8% de la demanda regional en 2006, mientras que el consumo eléctrico requirió de un volumen que representó 14.7% del consumo regional debido a la participación de los PIE's instalados (6 a la fecha).

Región Noreste

La región Noreste es la segunda región más importante tanto para el consumo como para la oferta nacional, al representar el 26.3% del consumo nacional, cuya participación se sustenta en las actividades del sector eléctrico e industrial. a través de su territorio transitan los volúmenes más significativos del comercio exterior del hidrocarburo, ya que cuenta con nueve interconexiones con Estados Unidos para importar y exportar gas natural por gasoducto, y se encuentra instalada la terminal de regasificación para importar GNL.

Región Noroeste

La región Noroeste vio impulsado su consumo por la actividad del sector eléctrico, debido a la llegada de PIE's y a la sustitución de plantas de CFE que generaban a base de combustóleo. El consumo regional se concentra en los estados de Baja California y Sonora, debido a que estos cuentan con infraestructura de suministro del hidrocarburo. En ambos casos la demanda es abastecida por gas natural importado a través de gasoductos interfronterizos con los Estados Unidos. Esta región presentó el crecimiento medio anual más alto en los últimos 10 años.

Región Centro-Occidente

Por su parte, la región Centro-Occidente demandó 9.8%, por el crecimiento del consumo en los sectores industrial y eléctrico. Predomina el sector industrial en el uso de gas natural, ya que consume 50.9% del total regional, a este le sigue el sector eléctrico con una participación de 35.6%. La mayor parte de la demanda regional es requerida por los estados de Guanajuato, Michoacán y Querétaro. Una característica del suministro de gas de la región es que proviene de otras regiones del país, principalmente de la Sur-Sureste.

Región Centro

En la región Centro, se dio un impulso al gas natural por un proceso de sustitución del combustóleo por gas natural en la generación de energía con el propósito de mitigar los problemas ambientales en la zona Metropolitana del Valle de México. Al igual que la Centro-Occidente, abastece toda su demanda de gas de otras regiones principalmente para su uso en el sector eléctrico, ya que el sector residencial de la región concentra un porcentaje alto de cobertura de usuarios en el total de las cuatro distribuidoras de gas natural que operan en esta región

A pesar de todo, el proyectista del suministro debe estar bien consciente de los problemas ocasionados por el mal tiempo y de los patrones de la confiabilidad del suministro y de los métodos de transporte.

También el proyectista del suministro debe de estar muy al tanto de la fijación de precios existente en los distintos lugares, así como la disponibilidad de capacidad y precios del transporte. Darse cuenta de estos factores requiere capacidades excelentes de comunicación precisa y oportuna para esta delicada información.



Ilustración 5.- Proceso de Administración y Planeación Mensual del Gas Natural

CAPÍTULO 2 PARTICIPANTES EN LA INDUSTRIA DEL GAS

2.1 ¿Quiénes son los participantes en la industria?

¿Quiénes son los participantes involucrados en la compra, venta y transportación de gas natural? En México la CRE³ es el brazo regulatorio del gobierno que es responsable de otorgar permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de los servicios, expedir directivas, arbitrar controversias, requerir información y aplicar sanciones, entre otros.

En Estados Unidos la *Royalty Interest Owner (RI)*⁴, es el grupo quien posee los derechos minerales para la tierra y retiene un interés en la producción cuando alquila la propiedad a otro grupo. La RI recibe una porción de los ingresos de la venta de la producción, libre y limpia de costos de desarrollo y operación, excepto de impuestos de la corte o de producción. La RI es un interesado no operacional ni trabajador. Por el contrario en México corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional (incluida la plataforma continental) en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él.

En la Unión Americana un Productor posee el gas que es producido en la cabeza del pozo y paga las regalías de interés del propietario por el derecho a perforar por gas en la tierra. El productor regularmente tiene un interés de propiedad (*Working Interest – WI*)⁵ en las instalaciones de la cabeza del pozo y ha ayudado a pagar por la perforación y desarrollo del pozo. Sin embargo en México la SENER⁶ asignará a Petróleos Mexicanos los terrenos que esta institución le solicite o que el Ejecutivo Federal considere conveniente asignarle para fines de exploración y explotación petroleras, es importante señalar que sólo la nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos por su industria petrolera, que abarca la exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las VPM y los otros productos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos.

El transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, con previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

Por su parte los compradores de la mercancía son los últimos consumidores o **Usuarios finales** del gas. Un usuario final consume el gas a través de procesos de manufacturación, cargamentos industriales o comerciales, acondicionamiento climático residencial y generación de electricidad.

³ Comisión Reguladora de Energía.

⁴ Regalías de Interés del Propietario.

⁵ Interés de Trabajo.

⁶ Secretaría de Energía.

Existen otros compradores de gas entre los adquirentes de gas de las VPM y los últimos consumidores. Estos son las entidades llamadas **revendedoras** y con esto comienza lo que se conoce como “*cadena margaritas*”⁷ de compradores de gas; entre los que se encuentran:

- **Vendedor** es un revendedor que vende, transporta y/o brinda servicios de almacenamiento de gas o cualquier combinación de estos servicios.
- **Corredor** es cualquier individuo o compañía que actúa como un agente que acerca a un comprador y a un vendedor. Un corredor generalmente no compra ni vende gas por su propia cuenta.
- **Transportista** es el permisionario titular de un permiso de transporte otorgado por la CRE.
- **Permisionario** es titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución
- **Consumidor Base** es un cliente careciente de usar fuentes de energía alternativas para sus aplicaciones específicas o uso final del gas natural.
- **Consumidor No-Base** es un cliente que puede escoger usar fuentes de energía alternativas al gas natural.

A diferencia de Estados Unidos en donde la Compañía de Congregación de Tubería o CDL (Compañía de Distribución Local) cumple con el rol de *Transportista* y posee instalaciones físicas designadas a mover el gas desde la cabeza del pozo en área de producción hacia el área del mercado; en México, para las ventas de primera mano, Pemex deberá ofrecer al adquirente, para el volumen que éste desee contratar, cuando menos dos tipos de cotizaciones que constituirán ofertas de venta e incluirán los términos y condiciones para la venta del gas:

- i. A la salida de las plantas de proceso.
- ii. En el punto o puntos de entrega que determine el adquirente, distinguiendo de manera desagregada la tarifa de transporte y el precio del gas a la salida de las plantas de proceso, así como otros servicios que ofrezca Petróleos Mexicanos.



Ilustración 6.- Participantes de la industria de gas

⁷ Es una configuración en donde los participantes se encuentran relacionados uno a otro en forma serial

2.2 Asuntos y cuestiones de los participantes

Productor

Como ya se ha mencionado anteriormente, la Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del gas natural por conducto de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios. Y cabe recalcar que Pemex, sus organismos subsidiarios y las empresas de los sectores social y privado, estarán obligados a prestar a terceros el servicio de transporte y distribución de gas por medio de ductos, en los términos y condiciones que establezcan las disposiciones reglamentarias.

En materia de energía, el PND⁸ 2007-2012 establece como objetivo *asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores*, para lo cual el sector de hidrocarburos deberá garantizar que se suministre a la economía el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos y minimizando el impacto al medio ambiente.

Compañías de distribución local.

Las CDL's son compañías que adquieren el gas natural directamente de Pemex y/o de sus organismos subsidiarios y que se ocupan de la venta y distribución de gas natural *para su consumo final*; la CDL generalmente sirve a los mercados residenciales, comerciales e industriales a través de una red de gasoductos de distribución.

Naturaleza del servicio de transporte: El servicio de transporte comprende la recepción de gas en un punto del sistema de transporte y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.

El servicio de distribución comprende:

- i. La comercialización y entrega del gas por el distribuidor a un usuario final dentro de su zona geográfica.
- ii. La recepción de gas en el punto o los puntos de recepción del sistema de distribución y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.

Precio máximo de adquisición

El precio máximo de adquisición determina el precio promedio máximo que los distribuidores podrán recuperar por concepto de adquisición, transporte y almacenamiento de gas para la prestación del servicio de distribución con comercialización. Este precio estará expresado en pesos por unidad y estará compuesto por el precio máximo del gas que el distribuidor podrá trasladar al usuario, y los costos de transporte y almacenamiento incurridos por el distribuidor.

⁸ Plan Nacional de Desarrollo

Tarifas de transporte y distribución

Los transportistas y distribuidores estarán regulados por un límite máximo al ingreso promedio por unidad (ingreso máximo) que perciban por la prestación de sus servicios. El ingreso máximo se determinará de manera que los transportistas y distribuidores eficientes puedan obtener una rentabilidad apropiada sobre sus activos.

La CRE regulará las tarifas de transporte y de distribución utilizando un límite máximo al ingreso promedio por unidad. El objetivo de esta medida es:

- i. Ofrecer a los permisionarios la flexibilidad necesaria para participar en un mercado en desarrollo manteniendo una rentabilidad apropiada sobre sus activos;
- ii. Proporcionar a los transportistas y distribuidores incentivos para mejorar la eficiencia e incrementar su productividad, y
- iii. Mantener una intervención moderada de la Comisión en las actividades reguladas.

Servicios de conexión

Los servicios de conexión consisten en la instalación de ductos y medidores, en su caso, que permitan conectar los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución con otros sistemas y con usuarios finales.

Los usuarios de estos sistemas tendrán la libertad de adquirir los servicios de conexión con terceros, sujetos al cumplimiento de las especificaciones técnicas que establecerá el transportista en sus condiciones generales para la prestación del servicio. La CRE supervisará los cargos por conexión a los sistemas de transporte mediante la comparación de las tarifas cobradas por diferentes transportistas en la industria. El transportista podrá llevar a cabo los trabajos necesarios para la conexión de acoplamiento a su sistema, pero el resto de la instalación, así como la operación y mantenimiento de la conexión se sujetarán a lo que convenga el transportista y la parte que desee la conexión.

Precio máximo de adquisición

La regulación del precio máximo de adquisición establece un límite en el cargo que el distribuidor puede trasladar a los usuarios finales como resultado de sus costos incurridos en la adquisición del gas y la contratación de los servicios de transporte y almacenamiento. La Comisión regula esta actividad para prevenir que los usuarios finales que adquieren gas de los distribuidores paguen una cantidad mayor al precio máximo de venta de primera mano más las tarifas autorizadas de transporte y almacenamiento.

Precio

El precio que los distribuidores cobren a los usuarios finales estará integrado por:

- i. El precio de adquisición del gas.
- ii. La tarifa de transporte.
- iii. La tarifa de almacenamiento.
- iv. La tarifa de distribución.

Usuarios Finales Industriales.

De acuerdo con datos del *Balance Nacional de Energía*⁹, los sectores energético e industrial utilizan más de 90% del gas natural que se consume en el país. Los sectores petrolero y eléctrico han sido los consumidores más importantes de gas natural en país y se prevé que en la próxima década lo sigan siendo, con alrededor del 60% de la demanda nacional de este combustible. El sector industrial ha sido el segundo consumidor de gas natural en el país, con una participación promedio de 29% del total nacional, debido a las diversas acciones de fomento en el uso de este combustible en el proceso de sustitución de diesel y combustóleo en la mayoría de sus procesos productivos.

La demanda de CFE, pasará de 836.5 mmpcd a 1,447.5 mmpcd entre 2006 y 2016, con lo que planea realizar algunos proyectos de conversión de plantas turbogás a ciclo combinado para incrementar la generación de electricidad y por ende sus requerimientos de gas natural. Por su parte, LFC contribuirá marginalmente en la demanda, hacia 2016 sus requerimientos significarán 0.2% de gas para el servicio público de electricidad.

En el sector industrial se espera una tasa de crecimiento de 3.4% para los próximos 8 años, por lo que se estima que la demanda de gas natural en ese sector crezca a una tasa media anual de 2.6%. Esta tasa de crecimiento del gas natural se debe al mejoramiento en la eficiencia y a una recomposición paulatina en la industria, en donde las ramas con menor intensidad energética carecen con mayor rapidez que las más intensivas, con lo cual se espera que en 2016 la participación del gas natural llegue al 58.1% del total de combustibles en el sector.

Vendedores

Estos permisionarios son titulares de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución, y han emergido en el mercado del gas natural para proveer con productos y servicios que los variados segmentos de mercado requieren.

Entre sus actividades se encuentran las de recibir, conducir, mantener en depósito en instalaciones fijas distintas a ductos y entregar gas a personas que no sean usuarios finales localizados dentro de una zona geográfica, que es un área delimitada por la CRE para efectos de distribución.

En el mercado actual, los vendedores deben:

- Tener un minucioso entendimiento de los requerimientos de sus varios mercados.
- Entender el valor de lo que están comerciando cuando ellos acuerden estructuras para cumplir requerimientos.
- Comprender los costos/riesgos en los que se incurren al entrar dentro de dichas transacciones.

⁹ Balance Nacional de Energía, Secretaría de Energía.

2.3 Servicios ofrecidos por los participantes

En el mercado actual de gas las líneas tradicionales entre los servicios que un productor puede ofrecer versus lo que una tubería puede ofrecer han virtualmente desaparecido. Con la desregularización y la desatadura de la tubería y ahora los servicios de las CDL, un cliente puede tomar y escoger de una gran variedad de servicios de una gran variedad de participantes.

Una muestra de los servicios disponibles desde la cabeza del pozo a la boquilla del quemador por los varios participantes en la industria del gas son las siguientes:

- Producción y Recolección.
- Productor de Servicios Financieros.
- Pagos del Volumen de Producción.
- Procesamiento de Gas.
- Ventas y Transporte de Líquidos de Gas Natural.
- Mercadeo de Gas.
- Transporte de Gas (en base firme, interrumpible, capacidad de liberación).
- Ventas de Gas a las Puertas de la Ciudad.
- Ventas de Gas a la Boquilla del Quemador.
- Mercado y Almacenamiento de Campo (en base firme, interrumpible, estacional, apogeo, balanceo diario).
- Servicios de Balanceo (diarios, mensuales, en espera, desbordamientos).
- Servicios de Agregado (ventas, compras, transporte, OBA's).
- Servicios Financieros.
- Manejo del Riesgo.
- Información Energica.
- Mercadeo de la Energía Eléctrica.

2.4 Terminología y definiciones

Servicio En base firme: Un servicio que es ofrecido bajo una base garantizada. El vendedor justifica que él hará el servicio disponible en cada día del contrato a menos que esté impedido por un acto de Fuerza Mayor y el comprador justifica que él aceptará el servicio en cada uno de los días del contrato. Un comprador de un servicio en base firme generalmente pagará un cargo por demanda (o reservación) y un cargo por mercancía. El servicio en base firme tiene la más alta prioridad de todos los servicios ofrecidos.

MDQ: (Maximum Dially Quantity): La máxima cantidad de gas que un cliente puede tomar en un día.

Cargo de Demanda (Reservación): El dinero que un comprador paga por un servicio que está directamente ligado al derecho de uso de un servicio.

Cargos de Mercancía (uso, volumen o servicio): El dinero que un comprador paga por un servicio que está directamente ligado a la utilización de un servicio.

Servicio interrumpible: Un servicio que no es un servicio garantizado y que puede ser cesado con o sin notificación previa.

Mejores Esfuerzos: Un servicio que permite la interrupción de un servicio con o sin notificación previa., generalmente estas interrupciones ocurrirán debido a los requerimientos de carga pico o por servicios de más alta prioridad.

Cargo por Combustible: Un cargo añadido al servicio de transportación de una tubería para reembolsar a la tubería por el combustible usado para hacer funcionar las estaciones de compresión.

Fuerza Mayor: Una clausula contractual que permite la suspensión de algún servicio por parte de algún grupo debido a distintas causas ajenas al mismo.

Interestatal: Tubería de gas natural que lo transporta a través de las fronteras de distintos estados y por lo mismo es sujeto de la jurisdicción de la FERC.

Cabeza del pozo: El punto donde el gas llega a la superficie desde el suelo dentro de una tubería para tratamiento, medición y transmisión.

Recolección: Los servicios que son requeridos para mover el gas desde la cabeza del pozo y para acondicionarlo para la venta o transporte por tubería downstream.

Planta de Tratamiento: Una planta que usa un proceso multietapas para purificar el gas y separarlo de los componentes no deseables (vapor de agua, líquidos y contaminantes).

Contador de recibido. El medidor usado para mesurar el gas proveniente de un sistema de transporte.

Transferencia de Custodia: El cambio de posesión y posible propiedad de gas proveniente de un cierto punto.

Almacenamiento: Un lugar para almacenar suministros de gas natural para su uso posterior.

Almacenamiento de Campo: Es una instalación de almacenamiento tipo bodega que mantiene el producto terminado hasta que se alcanzan predeterminados niveles económicos determinados por el peso del costo de almacenar contra el costo de inventariar.

Almacenamiento de Mercado: Una instalación de almacenamiento que cubre tiempos en que la producción y transporte no son suficientes para cubrir los picos de demandas estacionales.

Upstream: La entrega de gas natural a otro grupo en un punto de transferencia de custodia.

Downstream: El recibo de gas natural de otro grupo en un punto de transferencia de custodia.

Contador de Entrega: El medidor utilizado para medir el gas que llega por un sistema de transporte.

Puerta de Ciudad: El punto donde el gas se transfiere físicamente desde la tubería a la compañía de distribución local.

Boquilla de Quemador: El punto donde toma lugar el último uso del gas. Originalmente referido al uso residencial o comercial en que el gas es usado para aplicaciones combustibles para crear una flama (iluminación, cocina, usos industriales).

Puesta a través: La máxima cantidad de gas natural que puede fluir a través del sistema de gasoductos o de sistemas de CDLs.

CAPÍTULO 3 MERCADOS DE GAS Y CONSUMIDORES

3.1 Introducción

La forma más económica de mover el gas natural desde el área de producción hasta el área del mercado es a través de sistemas de gasoductos. El gobierno tiene control regulatorio sobre el transporte de gas mediante estos sistemas.

El crecimiento de la demanda de gas natural es sensible a cualquier variación en la actividad económica del país, ya que este hidrocarburo participa directa o indirectamente en el quehacer de toda la población debido a la versatilidad que presenta para ser utilizado como materia prima o combustible. Existe una relación directamente proporcional entre la demanda del gas y la actividad económica del país, pero esta relación no es precisamente lineal debido a que la demanda de este combustible también se encuentra en función de los precios relativos del gas natural respecto a otros combustibles sustitutos, según los dicte el sector de uso final.

Una característica del transporte del gas natural es que todo el gas comprado, vendido y transportado en una base BTU¹⁰, es considerado igual, sea o no el mismo valor de energía calorífica; es la naturaleza homogénea del gas natural la que permite al gas ser transportado sin crear algún cambio relacionado al costo en el valor de la mercancía

Conforme el gas se mueve por el sistema de ductos debe ser controlado y contabilizado. La Nominación es el proceso que controla el movimiento de gas por todas partes en la nación. La mayoría de las ventas y transporte son convenidas por contratos de venta y transporte pero esos contratos no son lo suficientemente específicos como para cubrir las actividades operacionales día a día o las implicaciones financieras del movimiento de gas a través de los gasoductos al mercado. Los contratos que intentan cubrir todas las posibilidades son demasiado rígidos e inflexibles para trabajar. Las nominaciones proveen la flexibilidad para hacer trabajables a los contratos.

Pero, antes de que el gas fluya, existen varios eventos que deben preceder al proceso de nominación. Estos eventos determinan el mercado de gas, las necesidades del mercado, contrataciones y planeación de abastecimiento.

Determinar el mercado de gas y sus necesidades involucra análisis de mercado, toma de decisiones y manejo de riesgo. Diferentes segmentos de mercado de la industria tienen diferentes asuntos en el panorama del mercado.

Cabe recalcar que de acuerdo al Artículo 13, del Reglamento de gas natural, Petróleos Mexicanos podrá suspender el suministro de gas de primera mano a quienes no cumplan con sus aplicaciones contractuales.

¹⁰ Medición energética en British Thermal Unit

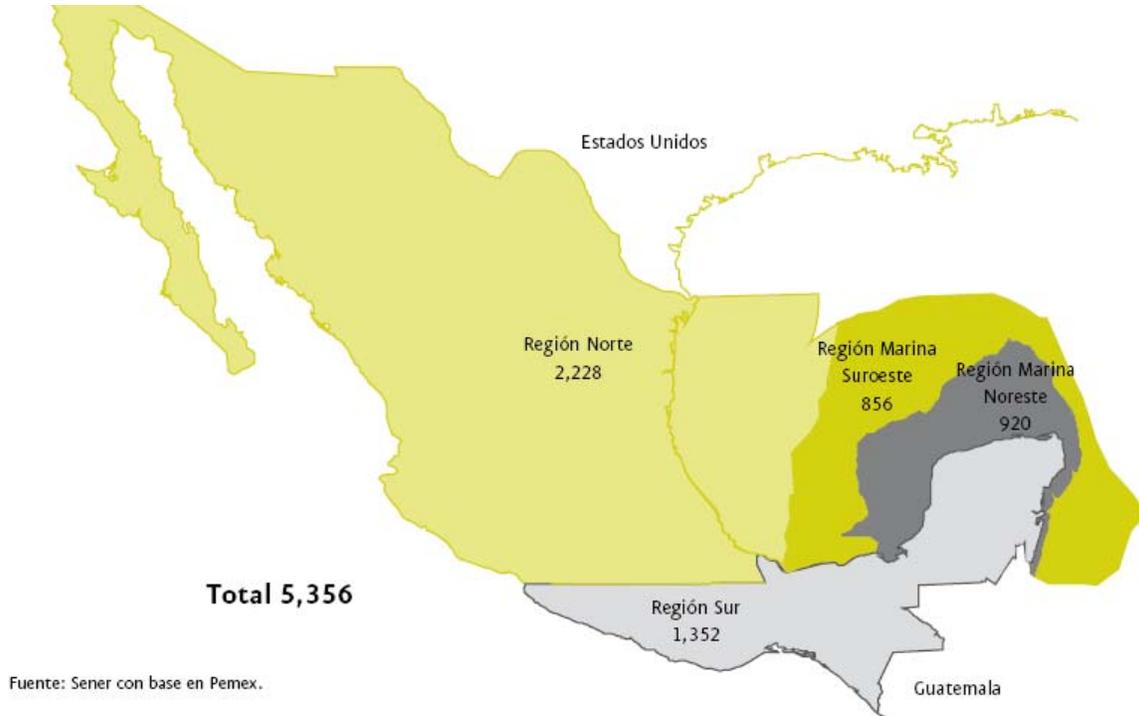


Ilustración 7.- Extracción de gas natural por región (MMPCD), 2006

3.2 Infraestructura de transporte y distribución

La infraestructura de transporte y distribución de gas natural en México está constituida por ductos de diferentes diámetros y longitudes, trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, válvulas troncales, pasos aéreos y cruces de ríos, de carreteras y de ferrocarriles. Dentro de la extensión del ducto existen estaciones de compresión las cuales permiten incrementar las presiones para hacer llegar, en condiciones operativas óptimas, el producto a su destino. Estos sistemas transportan y distribuyen el gas sin interrupción las 24 horas del día, los 365 días del año.

La infraestructura de transporte de gas natural del país está constituida principalmente por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG¹¹) y el sistema Naco-Hermosillo, ambos pertenecientes a PGPB, así como gasoductos fronterizos en las regiones Noreste y Noroeste, algunos conectados al SNG y otros aislados, estos últimos son propiedad de privados. El SNG cuenta con una extensión de 8,704 km de longitud y pasa por 18 estados de la República, mientras que el sistema aislado de Naco-Hermosillo se extiende con una longitud de 339 km y está conectado al sur del estado de Arizona en Estados Unidos.

¹¹ Inicia en Chiapas y pasa por Tabasco y Veracruz hasta Tamaulipas con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro; posteriormente se prolonga por los estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con líneas de 24 y 36 pulgadas de diámetro. Además, existen tres líneas importantes de 18, 24 y 36 pulgadas que recorren el centro del país pasando por los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Jalisco.

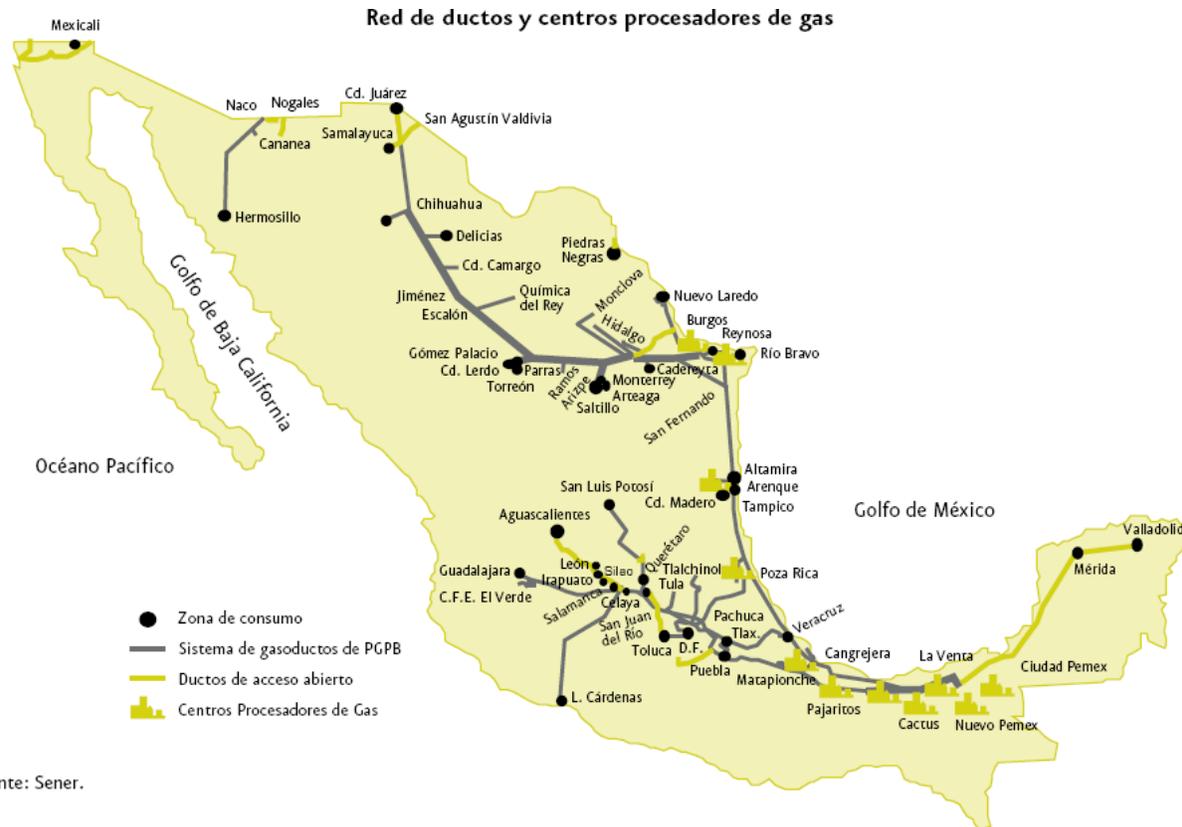


Ilustración 8.- Red de ductos y centros procesadores de gas

Desde 1995 se realizaron diversas reformas a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, que permitieron la participación de la inversión privada en el sector del gas natural. En consecuencia, en este rubro, PGPB ¹²no es un monopolio, sino que participa en un mercado abierto a la competencia. Hoy, PGPB transporta el gas natural a los grandes consumidores, así como a la entrada de las ciudades, mientras que la distribución al interior de éstas, en la mayoría de los casos, está a cargo de empresas privadas de distribución. Las empresas que han recibido permisos de distribución en diversas zonas geográficas del país por parte de la CRE, cuentan con sus propios gasoductos.

La reforma de 1995 buscó incorporar un esquema de convivencia entre el sector público y el privado, dentro del marco constitucional vigente. De conformidad con la visión de largo plazo de la industria de gas natural se introdujeron las reformas pertinentes a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo y se expidió el Reglamento de gas natural, con el fin de brindar certidumbre jurídica a los inversionistas interesados en incursionar en el sector. A partir de la publicación del Reglamento de gas natural, la CRE inició la definición de las zonas geográficas de distribución y los procesos de licitación para otorgar permisos de distribución de gas natural en dichas zonas.

¹² Pemex Gas y Petroquímica Básica

3.3 Estableciendo el valor del gas natural

La *Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural*, emitida por la CRE, tiene por objeto establecer las metodologías que, conforme al *Reglamento de Gas Natural*, deberán utilizar las empresas reguladas para determinar los precios y las tarifas en la industria del gas natural. Entre las actividades reguladas por esta Directiva se comprenden a las ventas de primera mano y la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. De esta manera se tienen establecidos diferentes precios según la actividad regulada en la cadena de valor del gas natural a que se refiera, siendo el precio de venta de primera mano el más importante para conformar aquel precio que PGPB realizará bajo contrato a sus clientes. Así, el precio al público se puede integrar con el precio de referencia, los gastos de importación, el gas combustible (fuel), la tarifa de transporte de la zona donde se ubica el cliente, el costo del servicio de acuerdo al tipo de contrato firmado con PGPB, y el impuesto al valor agregado (IVA) del 15%, o del 10% si se trata de la franja fronteriza.

Aunque el gas natural requiere de algún proceso, no requiere de manufactura ni refinamiento; como resultado, el factor clave para determinar su valor como mercancía es la localización geográfica donde el gas es producido. En cada zona geográfica de distribución, las compañías distribuidoras aplican al precio que adquirieron el gas, cargos específicos por distribución, por tipo de cliente, servicio y rango de consumos¹³, con base en la autorización de la CRE, y construyen su precio al público de acuerdo a lo establecido en las condiciones generales para la prestación del servicio. Por su parte la CRE expedirá, a través de directivas, la metodología que deberán utilizar los distribuidores para el cálculo de sus precios de adquisición de gas y la forma de trasladarlos a sus usuarios finales. Los distribuidores deberán informar periódicamente a la CRE sus precios y condiciones de adquisición de gas y los precios trasladados a los usuarios finales.

Los permisionarios deberán proponer a la CRE, para su aprobación, la lista de tarifas para la prestación de sus servicios. Las tarifas de los servicios de transporte y distribución simple estarán compuestas por el cargo por capacidad (pesos/unidad) y el cargo por uso (pesos/unidad). Las tarifas del servicio de distribución con comercialización constarán de un componente volumétrico único (pesos/unidad). Los transportistas determinarán sus tarifas de tal forma que puedan recuperar sus costos fijos a través de los cargos por capacidad, y sus costos variables por medio del cargo por uso. Los distribuidores determinarán sus tarifas de tal forma que puedan recuperar 50% de sus costos mediante los cargos por capacidad y por uso.

3.3.1 Precio máximo de adquisición

El precio máximo de adquisición determina el precio promedio máximo que los distribuidores podrán recuperar por concepto de adquisición, transporte y almacenamiento de gas para la prestación del servicio de distribución con comercialización. Este precio estará expresado en pesos por unidad y estará compuesto por el precio máximo del gas que el distribuidor podrá trasladar al usuario, y los costos de transporte y almacenamiento incurridos por el distribuidor.

¹³ En términos generales, los cargos autorizados se clasifican entre otros, en cargos por capacidad, cargos por uso y cargos por servicio fijo.

3.3.2 Tarifas de transporte y distribución

Los transportistas y distribuidores estarán regulados por un límite máximo al ingreso promedio por unidad (ingreso máximo) que perciban por la prestación de sus servicios. Este límite podrá ser diferente para cada transportista o distribuidor. El ingreso máximo se determinará de manera que los transportistas y distribuidores eficientes puedan obtener una rentabilidad apropiada sobre sus activos.

El objetivo de que la CRE regule las tarifas de transporte y distribución es:

- i. Ofrecer a los permisionarios la flexibilidad necesaria para participar en un mercado en desarrollo manteniendo una rentabilidad apropiada sobre sus activos.
- ii. Proporcionar a los transportistas y distribuidores incentivos para mejorar la eficiencia e incrementar su productividad.
- iii. Mantener una intervención moderada de la Comisión en las actividades reguladas.

3.3.3 Tarifas de almacenamiento

Los servicios de almacenamiento estarán regulados por la CRE. Los solicitantes de un permiso de almacenamiento deberán proponer a la Comisión una metodología de regulación que tome en cuenta las características del tipo de almacenamiento permisionado. La CRE, en la revisión de la metodología presentada por el solicitante del permiso de almacenamiento, aprobará las tarifas de los servicios propuestos que permitan a un permisionario eficiente la oportunidad de obtener una rentabilidad apropiada.

3.4 Servicios de mercadeo

<i>Manejo del Abastecimiento</i>	Este servicio asegura que el volumen de gas demandado por el mercado esté disponible cuando sea necesitado desarrollando la cooperación entre la producción, transporte, distribución, mercadeo y actividades del cliente.
<i>Despacho</i>	Este servicio es una función de ejecución. Abarca la nominación, asignación, el balanceo, la determinación de volumen y la función de control de calidad a lo largo con otras actividades misceláneas conforme sea requerido. <i>El servicio de despacho involucra lo que sea que tome para hacer que la transacción suceda.</i>
<i>Distribución</i>	Este servicio es a menudo la llave para el éxito de las actividades de mercadeo. Como parte del valor total del mercado, el servicio de distribución abarca todas las funciones involucradas en mover el gas desde el punto de abastecimiento hacia el punto de venta, incluyendo: recolección, transmisión, almacenamiento y entrega.
<i>Administrativo y Cuenta</i>	Ninguna transacción está completa hasta que ha sido correctamente facturada y el pago es recibido. Entre los servicios incluidos están: contrataciones, administración y monitoreo de contrato, servicio al cliente, facturación, colección, acertada tenencia de registros y cuentas.

Tabla 2.- Servicios de mercadeo

3.5 Filosofías de mercado

- ACTIVO** Esta estrategia de mercado es conducida por el lado de la *demanda del mercado* de gas e incluye:
- Departamento de gran mercadeo.
 - Ventas.
 - Plazos cortos de transacción.
 - Altos riesgos para truncar altas ganancias.
 - Comprar para mejores transacciones de abastecimiento de gas a bajos costos.
 - Activamente objetivar las demandas de clientes.
- PASIVO** Esta estrategia de mercado esta manejada por el lado del *abastecimiento del mercado* de gas, e incluye:
- Departamentos de pequeño mercadeo.
 - Transacciones de bajo riesgo con contratos de desempeño.
 - Promover paquetes de abastecimiento a largo plazo para asegurar clientes.

3.6 Mercados de gas y segmentación de clientes

Los dos factores más competitivos en el mercadeo de gas son precio y la garantía de abastecimiento. Desde que todo el gas en el mercado es de la misma calidad, el precio es la clave para la consideración. La garantía de abastecimiento y el precio son a menudo mutuamente exclusivos desde que los abastecedores no quieren comprometerse a un precio bajo por un periodo extendido de tiempo justo como los compradores no quieren comprometerse a un alto precio por un largo periodo de tiempo.

Debido a esta relación existen dos tipos de mercados de gas:

Mercado Punto: Gas que no está comprometido bajo contratos de largo plazo y está inmediatamente disponible por un periodo corto de tiempo, periodo que puede ser de un día a un año. El precio está basado en el abastecimiento actual y la demanda y puede estar por debajo o por encima de los precios a largo plazo del mercado. El mercado punto es usualmente vendido en una base interrumpible. La competencia del precio es dominante en este mercado.

Mercado de Largo plazo: Gas que está comprometido bajo un largo periodo de tiempo, usualmente un año o más. Los precios de gas a largo plazo son negociados entre el comprador y el vendedor. La confiabilidad de abastecimiento es el elemento más importante en este tipo de mercado.

Usos de Mercado

La creciente utilización del gas natural se encuentra sustentada en los beneficios, ambientales, energéticos y económicos, respecto a otros combustibles. El crecimiento de la demanda de gas natural es sensible a cualquier variación en la actividad económica del país, ya que este hidrocarburo participa directa o indirectamente en el quehacer de toda la población debido a la versatilidad que presenta para ser utilizado como materia prima o combustible.

Las actividades de distribución se han concentrado en las regiones Noreste y Centro, ya que en estos estados, gran parte del mercado de consumo de gas natural ha crecido, lo que ha permitido continuar con proyectos de desarrollo de infraestructura dentro de estas zonas. De acuerdo con el Informe anual 2006 de la CRE, los permisionarios de distribución reportaron a la Comisión una cobertura de 1,837,329 usuarios, 831.9 mmpcd conducidos, 35,350 km de la red principal y sus conexiones. La CRE tiene una expectativa que para el periodo 2006-2011 habrá una cobertura de aproximadamente 2,700,000 usuarios

<i>Usos de Mercado</i>	
HOGAR	El sector residencial representa el consumo de combustibles en los hogares urbanos y rurales del país, donde la demanda principal es para la cocción de alimentos, calentamiento de agua, calefacción e iluminación.
NEGOCIOS	Calentamiento de oficinas, esterilización, cocina y limpieza de equipo de hospitales, lavado y limpieza en lavandería, cocina de restaurantes, cafeterías escolares, laboratorios y albercas.
INDUSTRIA	Utilizado principalmente en la industria siderúrgica, como principal combustible en la industria manufacturera debido a su alta eficiencia de combustión y menores emisiones contaminantes; en la industria química y en el grupo de ramas de alimentos, bebidas y tabaco.
QUÍMICA	Producción de tintas para impresión, pegamentos, pinturas, plásticos, detergentes y repelentes de insectos, caucho sintético y fibras como el nylon así como también abastecimiento energético.
ELECTRICIDAD	Producción de kilowatts de plantas cogeneradoras, celdas combustibles.
PETROLERA	La industria petrolera se ha mantenido como el mayor sector de consumo de gas natural en el mercado. Los insumos de gas natural de esta industria se conforman por aquella demanda de gas combustible que utilizan las subsidiarias (autoconsumos) para realizar sus actividades primordiales y por aquellos volúmenes destinados a recirculaciones internas que corresponden principalmente a las cantidades de gas natural inyectado a los pozos para la obtención de petróleo crudo.

Tabla 3.- Usos de Mercado

3.7 Contratos de gas natural

Los contratos de gas natural caen en cuatro categorías básicas:

- | | |
|--|--|
| Ventas de Gas y Contratos de Compra | El contrato necesitado entre el comprador y el vendedor para entrar dentro de la transacción para encontrarse con la demanda de gas del cliente. |
| Contratos de Transporte de Gas | El contrato necesitado para llevar el gas desde el abastecedor hasta el consumidor. Los contratos no son ni en base firme ni interrumpibles. |
| Contratos de Servicio | Estos contratos son los contratos de soporte que son necesarios para hacer trabajar la transportación y el mercadeo. <ul style="list-style-type: none">▪ Recolección y Compresión.▪ Medición y Muestreo.▪ Despacho.▪ Inventariado y Almacenamiento.▪ Cálculo de Asignación.▪ Administración.▪ Reporte Regulatorio.▪ Cuentas.▪ Reporte de Impuestos y Pagos |
| Contratos de Procesamiento de Gas | Estos contratos son dispuestos para tomar ventaja del concepto económico llamado uso alternativo. Este concepto significa que si un uso primario de una mercancía y el mercado primario caen en producir los máximos beneficios, entonces un uso y mercado alternativos se desarrollarán. Para que un mercado alternativo se desarrolle, debe producir un margen de beneficios más alto. |

Componentes básicos de un contrato:

❖ Preámbulo	❖ Precio
❖ Definiciones	❖ Facturación y Pagos
❖ Plazos	❖ Impuestos
❖ Cantidad	❖ Fuerzas Mayores
❖ Procedimientos de nominación	❖ Regulación Gubernamental
❖ Transportación	❖ Ley Gobernante
❖ Cargos por Incumplimientos	❖ Observaciones
❖ Derechos de Procesamiento	❖ Encargos
❖ Calidad	❖ Derecho a Auditar
❖ Medición y Presión	❖ Conflictos de Interés
❖ Título y Control	

Tabla 4.- Componentes básicos de un contrato

3.7.1 Ventas de gas y contratos de compra

El objetivo de la Contratación es colocar los contratos de abastecimiento, transportación y almacenamiento (si es requerido) de tal forma que provean la confiabilidad necesaria para los servicios de abastecimiento y transporte, aun que proporcionen la flexibilidad del precio y las rutas de transporte sin que se incurra en faltas significativas. Se necesita tomar importantes decisiones si se firma, interrumpe, oscila, carga base, etc. Los contratos proveen los derechos legales y aplicables para usar la producción de un operador y/o servicios de transporte, y suministran el derecho a facturar por ventas y/o compras de gas.

Los contratos por servicios pueden tomar varias formas diferentes como los arreglos de compras/ventas no reguladas entre un productor y un usuario final, o un contrato jurisdiccional como lo es el de transporte, ventas o almacenaje proporcionado por una ducto interestatal regulado.

- Abastecimiento.
- Ventas.
- Transporte
- Almacenaje.
- Proceso.

Los **Contratos de Almacenaje** son iniciados para inyectar o retirar abastecimiento desde instalaciones de almacenamiento de un operador. El gas almacenado es usado principalmente para suplantar producción del pozo durante los picos de requerimiento del mercado. Otros usos para el almacenamiento son el balanceo diario, flexibilidad de abastecimiento y para tomar ventaja de las oscilaciones en el precio diario o mensual.

Los contratos de abastecimiento son aplicables para:

- 1) Abastecimiento en base firme – significa que en ausencia de fuerzas mayores o problemas de integridad operacional, el contrato de abastecimiento se hará disponible por el Vendedor y tomado por el Comprador cada día del contrato.
- 2) Abastecimiento interrumpido – significa que el abastecimiento puede ser interrumpido por el vendedor sin incurrir en alguna falta.

Los abastecedores están ahora ofreciendo contratos que mitigan el riesgo de abastecimiento y de precio a través de:

- Plazos – largo plazo, servicio completo, garantizado.
- Cantidades – requerimientos, tomas flexibles, variaciones estacionales, volúmenes oscilantes.
- Valuación – numerosas opciones de valuación, contratos BTU, contratar re-abridores.

El abastecimiento de gas natural es comprado en base al perfil de la demanda del cliente. Algunos términos asociados con los perfiles de demanda de usuarios finales son:

- **Carga Base** – La más pequeña cantidad de gas tomada o consumida durante un periodo de tiempo dado.
- **Carga Oscilante** – El volumen diario de gas tomado o consumido por encima de la cantidad de carga base de gas.
- **Día Pico** – El día en que es consumida o producida la carga máxima en un periodo de tiempo declarado.
- **Día Promedio** – La utilización promedio de un servicio o capacidad de algún ducto durante un periodo de tiempo dado.
- **Factor de Carga** – La capacidad de utilización promedio de un cliente relativo a la capacidad máxima total disponible. (Utilización pico).

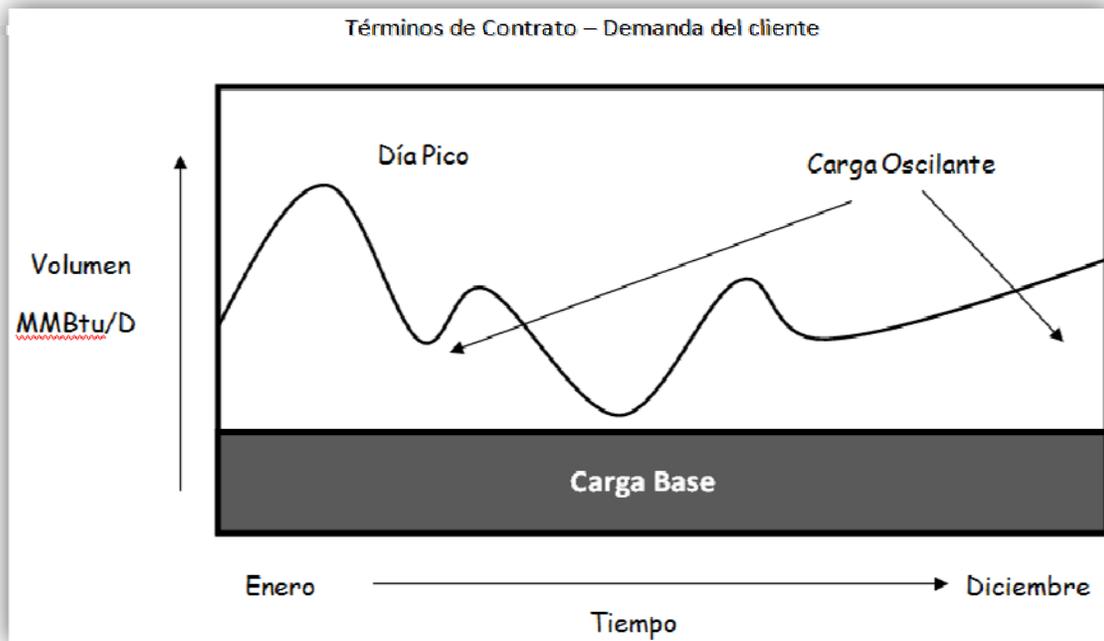


Ilustración 9.- Términos de Contrato-Demanda del Cliente

Ventas a largo plazo y contratos de compra

El contrato de largo plazo es el fundamento de la industria de gas.

- La consideración número uno cuando se entra hacia los contratos de compra o venta de gas a largo plazo es la disponibilidad del mismo gas a largo plazo.
- La segunda consideración es la cantidad de ventas, que usualmente es el volumen necesitado diariamente.
- La tercera consideración es el precio.

CAPÍTULO 3: MERCADOS DE GAS Y CONSUMIDORES

Numerosos métodos son usados para determinar el precio del gas en contratos de largo plazo.

- ❖ Precio Base – puede ser una cantidad declarada o basada en un precio de referencia como lo es un índice.
- ❖ Escalera – una determinada cantidad en el aumento en precio a determinados tiempos durante el plazo del contrato.
- ❖ Intensificación del Mercado/ Factor de reducción – existe una amplia selección de indicadores de mercado de los cuales elegir.
- ❖ Cláusula de re-determinación – en cualquier momento que la valoración ya no sea aceptable para cualquiera de los grupos, entonces un nuevo precio puede ser negociado.

Un contrato de largo plazo debe dirigir puntos como instalaciones, mediciones, equipamiento, facturaciones, pagos, e implicaciones regulatorias.

Contratos de compra de gas a largo plazo aseguran a usuarios finales y vendedores un abastecimiento en base firme de gas para que ellos puedan cumplir con los términos de sus contratos de ventas. Los contratos de gas a largo plazo están diseñados para compartir los riesgos de la demanda del mercado con el productor. Esto se completa a través de:

- *Cláusulas de Toma o Liberación* – Si el comprador no toma el gas, el productor tiene la opción de vender el gas a otro grupo.
- *Cláusula de “Take or Pay”* – Un comprador debe pagar por una cierta cantidad de gas (mínimo contratado) sea o no que el comprador lo tome o lo requiera. A menudo hay una provisión redactada que permite al comprador aceptar la entrega tomando o pagando el gas una fecha posterior.
- *Acuerdos de Gas para horas pico* – Los contratos que entran en esto es para que el abastecimiento esté disponible para los periodos de alta demanda. Estos acuerdos regularmente cargan un precio “Premium”.
- *Cláusulas de Intensificación y Reducción de Precios* - provisto para subidas y bajadas en el movimiento del precio y son usualmente atadas a algún índice.
- *Cláusulas de Salida Económica/ Salida del Mercado* – si el precio llega a ser tal que pueda crear una condición poco económica para el comprador, el comprador tiene la opción de ofrecer un precio más bajo y si el abastecedor no acepta el precio reducido, el abastecedor puede cancelar el contrato.
- *Provisiones para Coincidir en precio* – Si el abastecedor encuentra un comprador dispuesto a ofrecer un precio más elevado, entonces el actual comprador tiene la opción de ajustarse a dicho precio elevado.
- *Mínimos de Contrato* – La mínima cantidad que un cliente debe requerir/tomar sobre un periodo dado de tiempo (día, mes, estación, año) sin incurrir en una deficiencia o en cargos de “Take or Pay”.
- *Cláusula de Naciones Favorecidas* – El precio que un grupo pagará por el gas o por un servicio será siempre por lo menos tan alto como el precio más alto pagado por gas o servicio similar por cualquier otro en la misma área geográfica.

Contratos de Ventas a Largo Plazo son usados por esos mercados que tienen una continua necesidad de gas natural y un mínimo abastecimiento asegurado. Estos contratos se caracterizan por la responsabilidad de cuantificar; facturas y pagos quedan fuera de estos contratos, y el compromiso del comprador de tipo “take or pay” es reemplazado por otro tipo de acuerdos.

La meta del vendedor es la de establecer un compromiso de largo plazo con un cliente al mejor precio posible. La meta del comprador es la de asegurar un abastecimiento a largo plazo por el mejor precio posible.

La valuación de estos contratos es extremadamente compleja y dado que los precios son controlados por los reguladores, es extremadamente difícil establecer un valor para el gas en el mercado. El valor actual está basado por tres métodos primarios:

- **Ofertar y Preguntar** – usualmente a través de un complejo de aclaramiento de mercadeo central como lo es NYMEX¹⁴.
- **Precio Negociado** – Usualmente de naturaleza de corto plazo y requiere frecuente renegociación.
- **Precio Índice** – basado en índices de información publicados por un grupo tercero independiente. El problema con los índices de precios es que los precios están basados en información histórica y no reflejan el valor del gas actual o futuro.

Algunos de estos índices son:

- Dentro de FERC¹⁵
- Daily Gas Price Index¹⁶
- Consumer Price Index¹⁷
- Platts Oilgram¹⁸

CONTRATOS DE VENTAS Y COMPRAS DE CORTO PLAZO

Contratos de Compra Local de Gas, son usados para mantener la flexibilidad de tomar ventaja de las condiciones de desbalance en el mercado, cumplir con las ventas de la demanda del contrato, disminuir la porción del precio de tarifa de la mercancía y de arreglar desbalances.

La razón principal de comprar suministros de gas locales es la de asegurar abastecimientos de precio bajo, de tomar ventaja de la volatilidad del precio del mercado local. Operar exitosamente en el mercado local requiere mantener control sobre precios y volúmenes, lo cual es un proceso de día a día. Acertadamente, la información oportuna es un ingrediente esencial.

¹⁴ “New York Mercantile Exchange” Bolsa Mercantil de Nueva York

¹⁵ “Federal Energy Regulatory Commission” Comisión Federal Reguladora de Energía de Estados Unidos

¹⁶ Índice de Precio Diario del Gas

¹⁷ Índice de Precio del Consumidor

¹⁸ Publicación diaria editada por la División de Comercio de Standard & Pools.

CAPÍTULO 3: MERCADOS DE GAS Y CONSUMIDORES

Los **Contratos de Ventas Locales o de Corto Plazo** son caracterizados por lo siguiente:

- Volúmenes son usualmente especificados ya sea por un monto de volumen por día o por un volumen total por el plazo del contrato.
- Las condiciones de medición son asumidas (mediciones estandarizadas) y no especificadas en detalle.
- Los métodos de valuación pueden cambiar en una base diaria.
- Los compromisos de compra y venta son generalmente hechos sobre una base interrumpible.
- La relación entre los grupos es de corto plazo. Esto puede causar problemas en arreglos de crédito y requerimientos de ajuste.

¿Que afecta los precios?

Valuar en el mercado local refleja la habilidad del sistema de entrega del gas natural (gasoductos) para satisfacer la demanda inmediata y para consumir el suministro disponible. Los precios son significativamente afectados por:

- Patrones inesperados del clima.
- Problemas en la producción.
- Interrupción de servicios en los gasoductos.
- Inyecciones de almacenamiento o retiros

Los precios en los mercados locales tienden a ser regionalizados y son usualmente no afectados por:

- El precio del gas en otras regiones.
- El precio de combustibles alternativos.
- Cuellos de botella en gasoductos (a nivel regional).
- Capacidad de los gasoductos.

Contratos de venta de demanda del cliente

Los transportistas venden gas a los clientes a través de contratos de ventas de Demanda del Cliente (DC). Este tipo de transacciones son completamente administrados por las regulaciones del gobierno y están sujetas a las capacidades de los transportistas y tarifas aprobadas por el gobierno.

El precio por las ventas DC incluyen un precio por la mercancía, un costo de servicio (rangos aprobados por el gobierno), y un rango razonable de retorno.

3.7.2 Manejo del riesgo

Otra área que se está volviendo más y más importante conforme la competencia en la industria del gas natural continúa evolucionando es el área del Manejo del Riesgo. Compradores y vendedores de gas, quienes ofrecen diferentes tipos de servicios de manejo del riesgo a sus clientes, están comenzando a colocarse a sí mismos aparte del resto de la masa.

Los servicios de manejo de riesgo incluyen:

Hedging – la compra o venta de uno o más tipos de derivados, reexpedidos, futuros o contratos de efectivo que intentan proteger contra precios adversos o cambios de rango.

Contratos futuros – un contrato estandarizado para comprar o vender una mercancía para una entrega a un determinado tiempo futuro por un precio especificado, y el cual es tratado en una pizarra de intercambios.

Contratos reexpedidos – un contrato personalizado para comprar o vender una mercancía para entrega a un determinado periodo futuro por un precio especificado.

Opción – un contrato o provisión de un contrato que garantiza un derecho sin una obligación a hacer algo. Un contrato bajo el cual un comprador de una “opción” compra el derecho a ser pagado por el vendedor de la “opción” si el precio especificado del mercado excede o hay por debajo de un cierto precio arreglado durante ciertos periodos especificados.

Intercambio – un arreglo entre dos contrapartes donde ellos acuerdan intercambiar una serie de pagos futuros medidos por diferentes precios de una mercancía implícita, con pagos calculados por referencias a cantidades nacionales de la mercancía.

Intercambio por físicos – un cambio simultáneo de efectivo de mercado y futuras posiciones de mercado. El intercambio por físicos permite a los grupos escoger de sus compañeros intercambio entre el efectivo y los futuros mercados.

Derivados – una colección de contratos financieros de manejo de riesgo cuyo Valor es derivado de los valores de otras variables básicas implícitas, como lo es el riesgo del precio. Intercambios, excesos y caídas, son todos tipos de productos derivados.

3.7.3 Contratos de transporte

Los **contratos de transporte** son tanto en base firme como interrumpibles y vienen con sus propias sanciones no representables.

El **transporte en base firme** es un servicio que es ofrecido por el transportista en una base garantizada. El transportista garantiza que hará que el servicio esté disponible para cada día del contrato a menos que esté prevenido por un acto de *Fuerza Mayor*. Asociado con el servicio en base firme está una cantidad máxima diaria (**MDQ**) que el transportista puede mover bajo su contrato de transporte.

Un comprador de un servicio de transporte en base firme (transportista) generalmente pagará un cargo por demanda (o reservación) y un cargo por la mercancía. El servicio de transporte en base firme tiene la más alta prioridad de todos los servicios de transporte ofrecidos.

Se incurrirá en los cargos por demanda ya sea que el servicio sea usado o no y está generalmente basado en “\$/MDQ”¹⁹. El comprador paga el cargo por la mercancía solamente cuando el servicio es usado. Estos costos son generalmente pagados en una base por unidad.

El servicio de transporte en base firme está disponible si el transportista tiene la capacidad disponible que no está actualmente contratada O para la capacidad liberada programada. Si el servicio de transporte en base firme es necesario por una base de ronda anual en un gasoducto que está completamente suscrito, el único modo de recibir el servicio en base firme es a través de una expansión del ducto o un proceso de hacer cola (cuando la capacidad vuelve a estar disponible entonces el siguiente en la fila recibirá la capacidad).

El servicio de **transporte interrumpible** es un servicio que no está garantizado. El vendedor puede cesar la representación del servicio de transporte con o sin previo aviso. Un comprador de un servicio de transporte interrumpible generalmente pagará sólo un cargo por la mercancía cuando el servicio sea utilizado. El servicio de transporte interrumpible tiene la más baja prioridad de todos los servicios ofrecidos. El servicio de transporte interrumpible está disponible en cualquier día en que el servicio de transporte en base firme contratado no esté tomando la máxima cantidad permitida bajo su contrato.

La otra consideración a tomar en cuenta para la disponibilidad interrumpible es como los transportistas programan la capacidad interrumpible. Por ejemplo, si el valor económico es el esquema de agenda entonces el transportista tal vez tenga que pagar un máximo por el transporte.

¹⁹ Precio por Cantidad Máxima Diaria

Tarifa de transporte

Los transportistas utilizan varias estructuras de tarifas de transporte para facturar a los transportistas por el servicio de transporte. Las tarifas de transporte están listadas por una tarifa de gasoductos. Algunas de las estructuras más populares de tarifas son:

Tarifas de zona o área – el sistema de gasoductos está partido en zonas o áreas. Hay un costo separado para cada zona así que si el transporte está provisto a través de dos o más zonas, las tarifas por zona son añadidas para determinar la tarifa total a ser pagada.

Sistemas de tarifa – una simple tarifa está establecida para el transporte a través del sistema entero de gasoductos.

Tarifas por millaje – los transportistas establecen la tarifa de transporte basado en el costo por milla o por el costo por cada 100 millas y los cargos por el servicio de transporte de acuerdo al total de millas por el cual se mueve el gas.

Tarifas de punto a punto – los transportistas tienen diferentes tarifas para cada combinación o posibilidad en su sistema de punto de recepción a punto de entrega.

Las tarifas de transporte pueden sujetarse a negociación o descuento.

Cuando se calcula las tarifas de transporte firmadas o interrumpibles, los siguientes componentes deben de ser tomados en consideración:

- A. Demanda/Cargo de reservación
- B. Mercancía/Cargo de uso
- C. Tarifas máximas y mínimas
- D. Cargos por combustible o porcentajes
- E. Recolección y producción de servicios

3.7.4 CDL/Contratos de distribución

Una Compañía de Distribución Local o Distribuidor (CDL), provee servicios ligados a clientes que generalmente son usuarios finales. Las compañías de distribución local utilizan muchos de los mismos contratos que los transportistas utilizan para el transporte, balanceando y almacenando servicios, y las compañías de mercadeo y productores usan para los servicios de venta de gas. Las compañías de distribución local pueden tener servicios adicionales de balanceo mensual o diario. La mayoría de las diferencias en los servicios contratados residen en el precio de los servicios individuales.

3.7.5 Contratos de capacidad de liberación

El comercio de derechos para la capacidad de transporte en el mercado secundario es un tema que está recibiendo aumentada atención en la industria del gas. Encargos temporales o permanentes permiten a los transportistas evadir o reducir cargos por demanda sin absorber, transfiriendo su exceso de capacidad hacia otros, quienes tienen al productor en lista de espera para hacer uso del servicio. Este intercambio de capacidad permite a la capacidad disponible ser localizada con los transportistas que la valoran más.

Los ofertantes pueden ser usuarios finales, compañías que venden y entregan gas directamente a los clientes, o mercados comprando gas a una ubicación y vendiéndola a otra.

Las contrapartes son libres de colocar sus términos y condiciones, tanto como ellos no estén indebidamente discriminados o preferidos y el costo no exceda la tarifa máxima aplicable.

Liberaciones de corto plazo de la capacidad transportada firmada (un mes o menos) no tienen que ser publicadas para ofertas competitivas. Estas son publicadas subsecuentemente para propósitos de información. Estos tratos de corto plazo no pueden ser rolados en meses consecutivos a menos que el transportista de remplazo acuerde pagar la tarifa máxima del ducto.

Una vez que una oferta esté hecha, el ofertante no podrá retirar dicha oferta ni postular una más baja. El ofertante podrá luego postular una oferta más alta tanto como no exceda la máxima tarifa del transportista (inclusive de todos los cargos).

El ofertante entra en un acuerdo de transporte con el transportista y es facturado directamente por el transportista. El transportista de remplazo tiene los mismos derechos en base firme a la capacidad liberada que el transportista original tenía. Los créditos del ducto se suman para el transportista liberante, quien paga cualquier cargo por reservación remanente especificado en el acuerdo de transporte. De cualquier modo, el transportista liberante puede mantener los honorarios excedentes generados por la transacción.

Un beneficio clave del programa de liberación de capacidad es la oportunidad de escoger y cambiar los puntos de recibo y los puntos de entrega en el acuerdo de transporte. El transportista liberante tiene puntos de recibo y entrega primarios y secundarios establecidos en su contrato en base firme de transporte. Bajo el programa de liberación de capacidad, el transportista de remplazo puede alterar estos puntos (dentro de las líneas guías y con ajustes de las tarifas) para ajustarse a las transacciones.

Componentes operacionales principales del programa de liberación de capacidad

Tratos pre-arreglados:

- El transportista liberante localiza y negocia con su propio transportista de remplazo, sujeto a términos de no discriminación y condiciones de liberación.
- Si la tarifa negociada es igual a la máxima tarifa o es por el plazo de un mes o menos, entonces el trato no está sujeto a ofertas pero debe ser publicado en el EBB con propósitos de información.

El transportista liberante designa los plazos y condiciones de la liberación:

- Plazos y condiciones pueden incluir condiciones acordables.
- Plazos y condiciones pueden incluir el derecho a liberar la capacidad en una base volumétrica.
- Plazos y condiciones pueden incluir el derecho a aceptar ofertas de contingencia.
- Designar criterios no discriminatorios de mejor oferta.
- Transportistas de reemplazo pueden re liberar la capacidad.

Ofertas abiertas:

Toda la información de ofertas es publicada en EBB excepto la identidad del ofertante.

Los gasoductos se concederán a la mejor oferta.

La oferta ganadora es publicada sobre la notificación del ganador, incluyendo la identidad.

El transportista de remplazo debe acatar los valores de crédito estándar del transportista.

Retiros de la oferta (liberación) permitidos:

- Es permitido si el transportista liberante puede demostrar la necesidad de retener la capacidad debido a eventos imprevistos.
- No está permitido hacer ofertas bajo el mínimo deseado.

Retiros de ofertas permitidos:

- Se permite el retiro de la oferta antes del cierre de ofertas.
- No está permitido retirar la oferta y postular una oferta más baja después de que otras ofertas hayan sido publicadas.

Ejemplo: cálculo de la pérdida de capacidad de liberación.

La capacidad firmada original es:	
Cantidad:	1,000 MMBtu/Día
Tarifa de transporte:	Demanda \$ 0.50
	Mercancía 0.04
	0.54
La capacidad liberada es:	
Cantidad:	500 MMBtu/Día
Tarifa de transporte:	Demanda \$0.40
	Mercancía 0.04
	0.44
La pérdida en la transacción es calculado de la siguiente manera:	
500 MMBtu/D x (\$0.50 – 0.40)	\$50/D

Tabla 5.- Ejemplo de cálculo de la pérdida de capacidad de liberación

El ducto factura el transportista de remplazo en un volumen de 500 MMBtu/d y unas tarifas de demanda de \$ 0.40.

El ducto da al sustentador original de la capacidad un crédito en la factura de transporte por \$0.40. El sustentador original de la capacidad debe seguir siendo responsable por los \$0.10 adicionales.

Ejemplo: Valuando un servicio en “la boca del quemador”

El precio tarifado para el servicio en la boca del quemador incluye los siguientes costos, Ejemplo:

Costo del gas en la cabeza del pozo (incluye costo del combustible)	\$1.35
Costo de la transportación por gasoducto (incluye sobrecargos)	\$0.85
Costo de almacenamiento (inyecciones /retiros/cuotas de uso)	<u>\$0.15</u>
Precio en la CDL a las puertas de la ciudad	\$2.35
Costo de transporte de la compañía local de distribución	\$1.25
Otros cargos de la CDL (cargos por servicio cargos de balanceo sobrecargos)	\$0.50
Margen (beneficio)	<u>\$0.30</u>
PRECIO EN LA BOCA DEL QUEMADOR (Por Dth)	\$4.40

3.8 Importes en ductos

Las tarifas son el resultado de múltiples reglas y regulaciones que los transportistas y las compañías de distribución local deben seguir cuando hacen sus negocios en la industria del gas.

Una tarifa de es un documento, llenado por una compañía de gas regulada (ducto Interestatal, CDL) con el gobierno que fija los precios, los contratos usados y los términos y condiciones de varios servicios que ofrece (ventas, transporte, almacenamiento, etc.). El documento debe ser aprobado por el cuerpo regulatorio antes de su implementación en el ducto o por la Compañía de Distribución Local.

Previsiones claves en un Importe de incluyen:

- *Sumario de tarifas y cargos por los servicios ofrecidos.*
- *Descripción de las tarifas agendadas (servicio).*
- *Nominación de plazos.*
- *Previsiones de la capacidad agendadas.*
- *Calidad de los estándares de gas.*
- *Medición de equipos y de estándares.*
- *Previsiones de facturación y de pagos.*
- *Previsiones de fuerza mayor y remedios.*
- *Plan de acortamiento.*
- *Previsiones de desbalanceo y amonestaciones.*
- *Contratos y formas estándares.*
- *Términos y condiciones generales.*
- *Definición de términos.*

3.9 Proceso de elaboración de tarifas

Los ductos o CDL's van a través de procesos específicos cuando quieren cargar tarifas por nuevos servicios, o incrementar o disminuir tarifas por servicios existentes. Este proceso es llamado Cartera de Archivos de Tarifas "*Rate Case Filing*".

Una cartera de archivos de tarifas se hace cuando:

Los ingresos esperados son menores que el costo del servicio

El **costo de servicio** es un término regulatorio usado para describir el costo actual de una red de utilidad (ductos/CDL) que se incurra para proveer servicio a sus clientes. Esto incluye los costos A&G, los costos O&M, beneficios permitidos (rangos de retorno) necesario para mantener la utilidad de una compañía operadora dada, y el interés requerido para servir la deuda de una compañía.

Los pasos en el diseño de tarifas son:

- ❖ Determinar el costo total del servicio
- ❖ Determinar qué operación, servicio, o instalación causa de las variaciones de costos
- ❖ Categorizar los costos como costos arreglados o variables de costo (clasificación)
- ❖ Asignar los costos de los varios clientes o grupos clientes (asignación)
- ❖ Designar las tarifas de servicio para cada servicio (diseño de tarifa)

$$\begin{array}{rcl}
 \text{Requerimiento de ingreso} = & \text{Costo de servicio} = & \text{Gasto} & + \\
 & & \text{Depreciación} & + \\
 & & \text{Impuestos} & + \\
 & & \text{Intereses de la deuda} & + \\
 & & \text{Beneficio} & +
 \end{array}$$

Los puntos de costo de servicio incluyen:

- Gastos de operación y mantenimiento (O&M) – gastos incurridos por la utilidad que son atados a un servicio físico proveído a sus clientes como lo son los gastos de producción; gastos de abastecimiento de gas; almacenamiento natural de gas, gastos terminales y de proceso; gastos de transmisión – funcionamiento de compresores, y costos de almacenaje.
- Gastos administrativos y generales (A&G) – gastos incurridos que no están directamente asociados a instalaciones físicas usadas para proveer el servicio a los clientes como lo son los salarios, suministros, oficinas, etc.
- Tarifa base – en términos simples, el valor de las instalaciones físicas usadas para proveer el servicio y cualquier capital asociada al trabajo requerido en proveer dicho servicio. Esto deberá incluir el costo del gasoducto, el costo de la estación de compresión, estaciones medidoras, etc.
- Tarifas de retorno – la cantidad de beneficio (% de la tarifa base) que una utilidad está permitida a ganar en su inversión.
 - Impuestos e intereses a la deuda del servicio.

CAPÍTULO 4 EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA

4.1 Evolución de la oferta y la demanda nacional de gas natural

El escenario macroeconómico es el insumo principal que sustenta a la estimación de la demanda del mercado nacional de gas natural para los próximos 10 años. Éste considera los Criterios Generales de Política Económica de 2007 emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el escenario de precios de los combustibles sustitutos autorizado por la Secretaría de Energía, y otras consideraciones relacionadas con tendencias en cada sector de consumo final, proyectos de infraestructura, tanto de particulares como del sector público, así como la mejor información disponible.

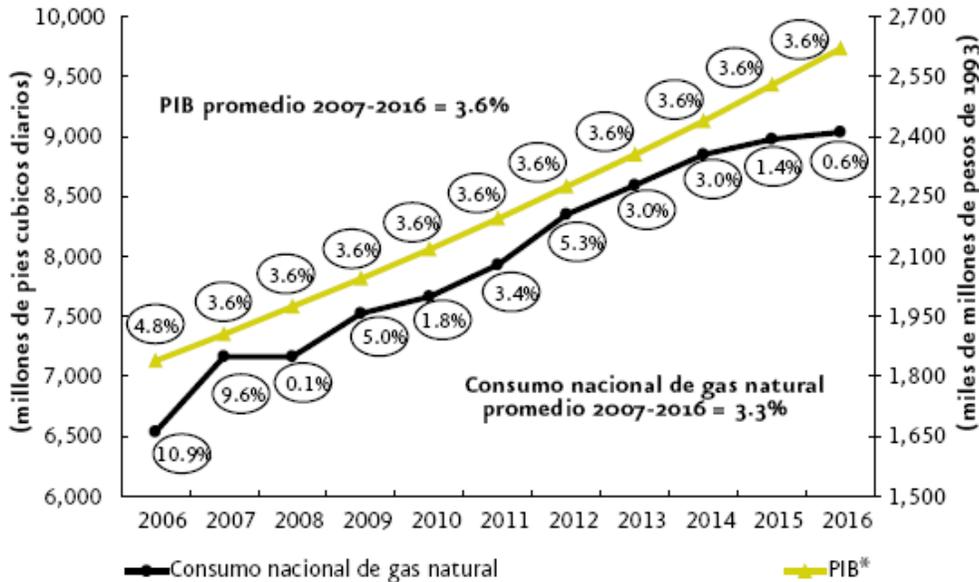


Ilustración 10.- Crecimiento de la demanda de gas natural y el PIB²⁰ en México, 2006-2016

En el base a la tasa anual de crecimiento económico estimada para los siguientes diez años, y los resultados de los componentes y las variables independientes antes mencionadas, el consumo interno de gas natural experimentarán un crecimiento promedio anual de 3.3%, llegando a 9,031 mmpcd en 2016.

Entonces se estima que la demanda total de gas natural (Tabla 3) se incrementará en aproximadamente 38%, donde el sector eléctrico justificará 61.2%, las actividades del sector petrolero 22%, y el sector industrial representará 11.9%; el resto corresponderán a incrementos por actividades de los otros tres sectores (residencial, servicios y transporte vehicular).

²⁰ Producto Interno Bruto

CAPÍTULO 4: EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA

Sector	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	tmca
Total	6,531	7,160	7,166	7,522	7,662	7,926	8,345	8,592	8,850	8,976	9,031	3.3
Petrolero ¹	3,017	3,309	3,312	3,563	3,575	3,565	3,602	3,565	3,560	3,595	3,568	1.7
Eléctrico	2,390	2,733	2,691	2,753	2,820	3,051	3,362	3,602	3,826	3,883	3,919	5.1
Industrial	1,014	998	1,030	1,061	1,108	1,138	1,196	1,228	1,255	1,278	1,311	2.6
Residencial	84	94	102	112	121	130	140	149	158	166	175	7.6
Servicios	23	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	5.6
Transporte vehicular	2	5	6	8	10	11	12	14	15	16	18	24.1

¹ Incluye el gas para recirculaciones.

Fuente: IMP, con base en información de la CFE, CRE, Pemex, Sener y empresas privadas.

Tabla 6.- Demanda de gas natural por sector (MMPCD), 2006-2016

4.2 Sector eléctrico

El estudio del desarrollo del mercado eléctrico para los próximos 8 años tiene como objetivo estimar las trayectorias futuras del consumo y la demanda máxima de electricidad a nivel nacional, sectorial y regional. Dichas estimaciones permiten identificar los requerimientos de capacidad y energía necesarias para satisfacer el consumo, tanto el atendido por las ventas de electricidad del sector público de CFE²¹ y LFC²², como el cubierto por los propios usuarios a través del autoabastecimiento.

4.2.1 Demanda de gas natural para el servicio público de electricidad

Como efecto de los planes de expansión de capacidad basados en el uso de la tecnología de ciclo combinado en el sector eléctrico, se prevé que la mayor parte de la capacidad que se incrementará hacia 2016, provendrá de dicha tecnología.

Lo anterior, generará un incremento considerable en la demanda de gas natural a lo largo del periodo 2006- 2016. El consumo de gas natural de los PIE's ²³tendrá una participación significativa de 2,078.6 mmpcd en 2016, lo que representará 58.8% de gas requerido en el último año del periodo para el servicio público de electricidad.

La demanda de CFE, pasará a 1,447.5 mmpcd en 2016, con lo que planea realizar algunos proyectos de conversión de plantas turbogás a ciclo combinado para incrementar la generación de electricidad y por ende sus requerimientos de gas natural. Por su parte, LFC contribuirá marginalmente en la demanda, hacia 2016 sus requerimientos significarán 0.2% de gas para el servicio público de electricidad.

²¹ Comisión Federal de Electricidad.

²² Luz y Fuerza del Centro.

²³ Productores Independientes de Energía.

Cabe señalar que, el suministro de gas natural para algunas de las nuevas plantas será por medio de terminales de regasificación de gas natural licuado, además del gas natural suministrado por Pemex.

4.2.2 Autogeneración de energía eléctrica

El crecimiento en el 2007, se debe a un mayor factor de planta de equipos existentes, así como a la entrada en operación de cuatro proyectos con una capacidad de total de 81 MW²⁴ y un consumo de 2.4 mmpcd. Posteriormente, se considera una demanda adicional de gas natural para autoabastecimiento de electricidad por parte de la empresa que operará la terminal de regasificación en Baja California, Energía Costa Azul, cuyas instalaciones generadoras iniciaron operaciones en dos fases, primero en 2008 y luego 2010

El crecimiento en los próximos años de la capacidad de generación eléctrica privada se dará con energía eólica en el Istmo de Tehuantepec, y con carbón en el norte del país, principalmente.

4.3 Sector industrial

Se estima que la demanda de gas natural en el sector industrial crezca a una tasa media anual de 2.6% para los próximos 8 años

Esta expectativa se explica principalmente por la actividad económica del sector industrial que se espera mostrará una tasa de crecimiento de 3.4% en los próximos 10 años. La menor tasa de crecimiento del gas natural se debe a mejores eficiencias y a una recomposición paulatina de la industria, en donde las ramas con menor intensidad energética crecen con mayor rapidez que las más intensivas. Se espera que en 2016 la participación de este sector se incremente a 58.1%.

La proyección de la demanda de gas natural del sector industrial se realizó en dos etapas. La primera etapa de la estimación se basa en el comportamiento de la demanda respecto al cambio en la eficiencia energética del sector, al crecimiento económico y a los precios. A esta estimación se le llama tendencial y se realizó por grupos de ramas de uso final. Posteriormente, la estimación se complementa con la demanda de otros combustibles (gas LP y combustóleo) que será desplazada por el gas natural y se conoce como estimación por sustitución.

²⁴ Mega Watts

CAPÍTULO 4: EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA

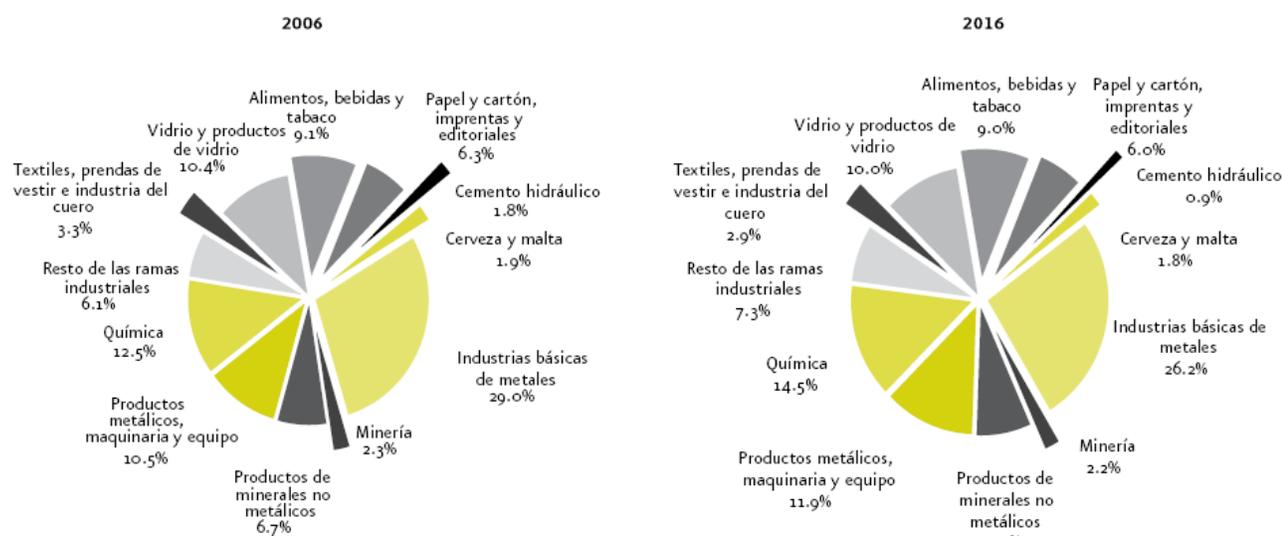


Ilustración 11.- Estructura de la demanda por grupo de ramas del sector industrial, 2006 y 2016 (participación porcentual)

	Tendencial	Sustitución*	Total
2006	1,014.0	-	1,014.0
2007	990.9	6.7	997.5
2008	1,019.3	10.7	1,030.0
2009	1,050.1	11.0	1,061.1
2010	1,091.4	16.8	1,108.1
2011	1,116.0	21.9	1,137.9
2012	1,174.3	22.0	1,196.3
2013	1,202.8	25.5	1,228.3
2014	1,226.1	28.6	1,254.7
2015	1,249.4	28.7	1,278.0
2016	1,282.7	28.8	1,311.5

* Se refiere a la sustitución de combustóleo y gas LP por la entrada de nueva infraestructura de distribución industrial de gas natural.

Fuente: IMP con base en información de la CRE, Pemex, Sener y empresas privadas.

La tabla 4, indica la estimación de la demanda por componente de estimación, y se observa que la preferencia por sustituir gas LP y combustóleo por gas se va incrementando en el sector industrial paulatinamente hasta alcanzar 28.8 mmpcd en 2016. Cabe señalar que, este volumen podría ser mayor en la medida en que los precios relativos y el desarrollo de infraestructura favorezcan el acceso al gas natural.

Tabla 7.- Demanda industrial de gas natural por componente de proyección (MMPCD), 2006-2016

4.4 Sector petrolero

El gas natural es utilizado en el sector petrolero como combustible en ductos, refinerías, plantas procesadoras de gas, bombeo neumático, generación de energía eléctrica, materia prima, entre otros usos. Históricamente, el sector petrolero es el de mayor consumo de gas natural dentro del balance nacional, de hecho en 2006 representó 46.2% del consumo; sin embargo, la demanda del sector petrolero se verá superada en 2013 por el sector eléctrico. Aún así, en los próximos 8 años se espera que la demanda del sector petrolero crezca 18.2%, llegando al final del periodo de proyección a un volumen de 3,568 mmpcd. Del incremento esperado, 58.8% se deberá a las recirculaciones internas a pozos de PEP, y el resto corresponde a la participación del gas utilizado en las autoconsumos de las subsidiarias de Pemex.

El empleo de gas natural en PPQ ²⁵ tendrá diferentes comportamientos, por un lado el gas combustible crecerá 47.4 mmpcd entre 2006 y 2016. Por el contrario, el uso como materia prima disminuye 21.0 mmpcd en el mismo periodo. Entre las premisas que se planean, la estimación del uso como gas combustible obedece a algunos proyectos de inversión que incrementarán los consumos del hidrocarburo, principalmente en el Complejo Petroquímico (CPQ) La Cangrejera, donde se contemplan ampliaciones en las líneas de producción de etileno, estireno, aromáticos y polietileno de baja densidad (PEBD). Por el contrario, el gas para materia prima disminuye en el periodo de análisis, ya que se considera que el CPQ Independencia deja de operar las plantas de metanol, y se planea que únicamente el CPQ Cosoleacaque opere en forma continua, principalmente por la planta de amoniaco.

4.5 Sector residencial y servicios

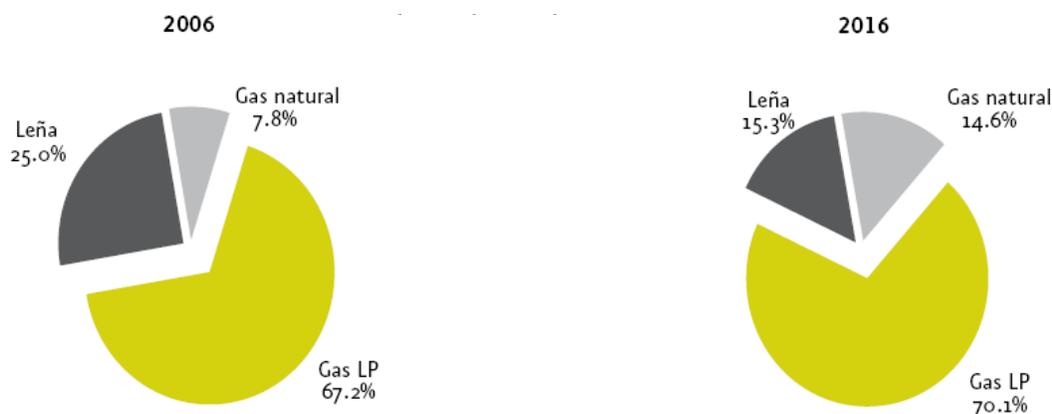
Para el período prospectivo se espera que la demanda de gas natural de los sectores residencial y servicios crezca a una tasa promedio de 7.2%, motivada principalmente por el desarrollo de un mayor número de viviendas en zonas geográficas de distribución de gas natural y por la expansión de la red de distribución. En contraste, en el caso del gas LP se anticipa un incremento en la demanda de 1.1% en los mismos sectores. La demanda de gas natural y gas LP será de 10.7 pies cúbicos diarios de gas natural equivalente por habitante en 2016. El crecimiento de la demanda de gas natural en estos sectores se verá ligeramente disminuido por una serie de factores que reducen el consumo, principalmente por: la mayor eficiencia en calentadores de agua (aplicación de la NOM-003-ENER-2000), el ahorro de gas natural derivado de la sustitución de estufas con piloto por equipos con encendido electrónico que reduce en un máximo de 10.0% el gas requerido para la cocción de alimentos, y el desplazamiento de gas natural por energía eléctrica por del uso de hornos de microondas.

Con base en lo anterior, se estima que el ahorro de gas natural en los sectores residencial y servicios será de 8.4 mmpcd para el 2016, de los cuales 6.2 mmpcd corresponderán al sector residencial y 2.2 al servicios.

²⁵ Pemex Petroquímica

CAPÍTULO 4: EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA

La demanda de gas natural del sector residencial se asocia principalmente con calefacción de agua, cocción de alimentos, secadoras de ropa y aire acondicionado. El volumen para el 2016 será de 175.1 mmpcd, con un crecimiento promedio anual de 7.6%, impulsado principalmente por el desarrollo inmobiliario de viviendas nuevas en las regiones Noreste, Centro y Centro-Occidente.



Fuente: IMP con base información de CRE, Pemex, Sener y empresas privadas.

Ilustración 12.- Demanda de combustibles en los sectores residencial y servicios, 2006-2016 (participación porcentual)

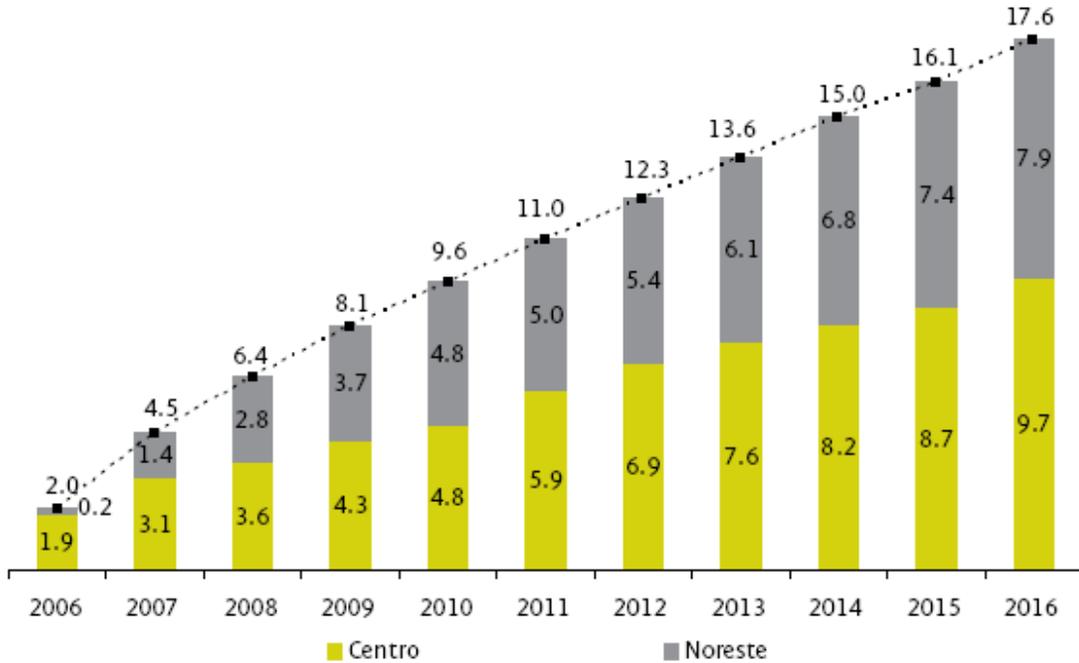
El consumo en el sector servicios se asocia principalmente con hoteles, restaurantes, oficinas, hospitales, lavanderías, panaderías, tintorerías y tortillerías. Se espera que la demanda sea de 40.2 mmpcd en el 2016.

4.6 Sector autotransporte

El consumo de gas natural en el sector autotransporte crecerá a un ritmo promedio anual de 24.1% durante el periodo 2006-2016, con un aumento de 15.5 mmpcd que se desarrollará únicamente en las regiones Centro y Noreste

Se prevé la adición de 50 estaciones de servicio, por lo que al finalizar el periodo se tendrá un total de 57 plantas dedicadas a la venta de gas natural vehicular, lo que equivaldrá a una capacidad instalada de 66,411 m³/hora. La mayoría de estas estaciones darán servicio a vehículos de transporte de pasajeros, principalmente taxis, microbuses y autobuses; otras estaciones atenderán vehículos gubernamentales, mientras que otras darán servicio a flotillas de vehículos empresariales.

Con base en los proyectos de expansión por parte de las empresas distribuidoras, la expectativa del parque vehicular a gas natural comprimido (GNC) contempla un crecimiento de 25,600 unidades a lo largo del periodo, siendo la región Centro la que tendrá la mayor densidad como consecuencia de una gran dinámica en el transporte de pasajeros. No obstante, el aumento de infraestructura y las políticas de expansión que registrará la región Noreste le permitirá ubicarse en niveles de parque vehicular muy cercanos a los de la Centro



Fuente: IMP con base en información de Pemex, Sener y empresas privadas.

Ilustración 13.- Demanda regional de gas natural en el sector autotransporte (MMPDC), 2006-2016

La disponibilidad de terrenos para la instalación de nuevas estaciones de servicio de GNC y las expectativas de precios de los combustibles automotores son factores que influirán en la demanda futura del gas en este sector. Así, se prevé que la participación del gas natural respecto a otros energéticos siga siendo marginal

4.7 Oferta de gas natural

La oferta de gas natural para los próximos 10 años, es el resultado de un ejercicio de planeación que se basa en una cartera de proyectos que contiene las oportunidades de inversión asociadas a las reservas y recursos prospectivos de hidrocarburos identificados y documentados en nuestro país, de acuerdo con los objetivos y estrategias del Plan de Negocios 2007 de Pemex Exploración y Producción (PEP).

El portafolio de negocios 2007 de PEP contiene un total de 81 proyectos, de los cuales 6 son proyectos integrales de exploración y explotación (es decir que contienen tanto la actividad prospectiva de búsqueda de hidrocarburos como la actividad extractiva de producción de las reservas encontradas o de las reservas existentes), 29 proyectos de explotación (sólo consideran la producción de reservas ya descubiertas), 22 de exploración y 24 proyectos de infraestructura y soporte para la operación y mantenimiento del transporte y distribución de hidrocarburos. Cabe señalar que, salvo los proyectos de infraestructura y soporte, el resto incluyen las inversiones necesarias vinculadas a seguridad industrial y protección ambiental.

CAPÍTULO 4: EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA

El escenario medio de oferta de gas tiene su origen en el escenario propuesto de PEP, el cual reconoce los perfiles de producción de la cartera de proyectos 2007 de PEP, considerando el posible desarrollo de reservas incorporadas por la actividad exploratoria, e inversiones para explotación y exploración, el posible desarrollo de aguas profundas y el desarrollo del proyecto Chicontepec (también llamado Aceite Terciario del Golfo). El conjunto de proyectos de PEP que cuentan con autorización para ser financiados en los próximos años, y su desarrollo dependerá de la existencia de suficiencia presupuestal, de la capacidad de financiamiento de Pemex y el éxito de las actividades exploratorias.

El escenario propuesto comienza con una producción de gas natural de 5,356 mmpcd en 2006, y llega a 6,907 mmpcd en 2016. Este escenario de producción de gas será explicado brevemente en los siguientes términos:

- Por tipo de actividad (exploración y explotación)
- Por categoría de proyectos
- Por región
- Por calidad de gas

Por actividad

El escenario propuesto en términos de las actividades de exploración y explotación de gas, por un lado indica la administración efectiva de la producción base proveniente de campos y pozos en explotación actual, y cómo responderán a distintos factores como la depresión de los yacimientos, el avance de los contactos agua- aceite y gas- aceite, y cómo será controlada la productividad de los pozos. Durante el periodo 2006-2016, la producción obtenida de los proyectos de explotación alcanza su máxima aportación de 6,020 mmpcd en 2006, y comienza a declinar a partir de ese año hasta llegar a 3,305 mmpcd en el último año de análisis.

Por el lado de las actividades exploratorias se refleja una nueva producción a partir de 2009, con un volumen a obtener de 110 mmpcd, y que se planea alcanzará una aportación de 3,602 mmpcd hacia 2016, resultado de inversiones en las cuencas terrestres, aguas someras y aguas profundas.

El comportamiento esperado en las actividades se relaciona primero, con una expectativa de declinación en las actividades de explotación esperada en los proyectos Burgos y Veracruz. Esta caída en la explotación se planea mitigar con las aportaciones de los proyectos Chicontepec, Crudo Ligerito Marino y los COPF²⁶. A partir del 2014, se incorporan los volúmenes de producción de gas natural de los proyectos exploratorios Burgos, Golfo de México, Lamprea, Reforma Terciario, Delta del Bravo y Crudo Ligerito Marino.

²⁶ Contratos de Obra Pública Financiada.

Por categoría de proyectos

En esta clasificación del escenario propuesto se observa la diversificación de los grandes proyectos considerados en la cartera de PEP. Así, el portafolio de negocios respecto a la producción de gas se clasificó en los siguientes proyectos:

- Explotación (sin Chicontepec y Cantarell)
- Cantarell
- Chicontepec²⁷
- Contratos de Obra Pública Financiada
- Exploración (sin aguas profundas)
- Aguas profundas.

Una de las inquietudes más importantes de la cartera de proyectos 2007, es cómo se dará la administración del Proyecto Cantarell, principalmente por lo que éste yacimiento ha representado en la producción de hidrocarburos del país durante varias décadas. Si bien, este yacimiento tiene mayor impacto en la producción de crudo, por el lado de gas natural la declinación también se ve afectada. Durante 2006, Cantarell aportó 716 mmpcd a la producción nacional, y se espera una declinación rápida de 15.5% por año hasta llegar a 2016 con una aportación de 133 mmpcd. La caída en la producción en este activo será compensada principalmente por los desarrollos que se alcance en los COPF y en Chicontepec.

La obtención de gas natural proveniente de aguas profundas se desarrollará a partir de 2012, y comienza a ser significativo a partir de 2014 cuando se estima una producción de 321 mmpcd, con una tendencia incremental que se espera llegue a cerca de 500 mmpcd en 2016.

Por región

En la producción de gas natural por regiones se espera que la Región Norte incrementará gradualmente su contribución en la producción nacional alcanzando su máximo en 2012, cuando su producción sea de 3,483 mmpcd y que significa 52.6% del total de ese año, mientras que su participación será de 50% del total al cierre del periodo mostrado, el incremento se deberá al desarrollo de los proyectos Burgos, Lamprea y Delta del Bravo.

Por calidad de gas

En las tendencias esperadas en el escenario de producción, considerando la calidad del gas, es evidente que la composición cambiará, al disminuir el gas húmedo amargo e incrementarse el gas húmedo dulce. El comportamiento del primero, obedece principalmente a la declinación de los campos de Veracruz, Cantarell, Complejo Antonio J. Bermúdez y San Manuel. Esto sucede en los primeros años, sin embargo se recuperará su participación en la producción por los proyectos exploratorios, para el 2016 alcanzará 59% de la producción.

Por su parte, el incremento en la producción de gas húmedo dulce se debe principalmente a la aportación de los proyectos Burgos, Chicontepec, COPF y Veracruz. La producción de gas seco provendrá de los proyectos Lamprea, Reforma Terciario, Delta del Bravo, Simojovel y Cuichapa.

²⁷ Aceite Terciario del Golfo.

4.8 Contratos de obra pública financiada

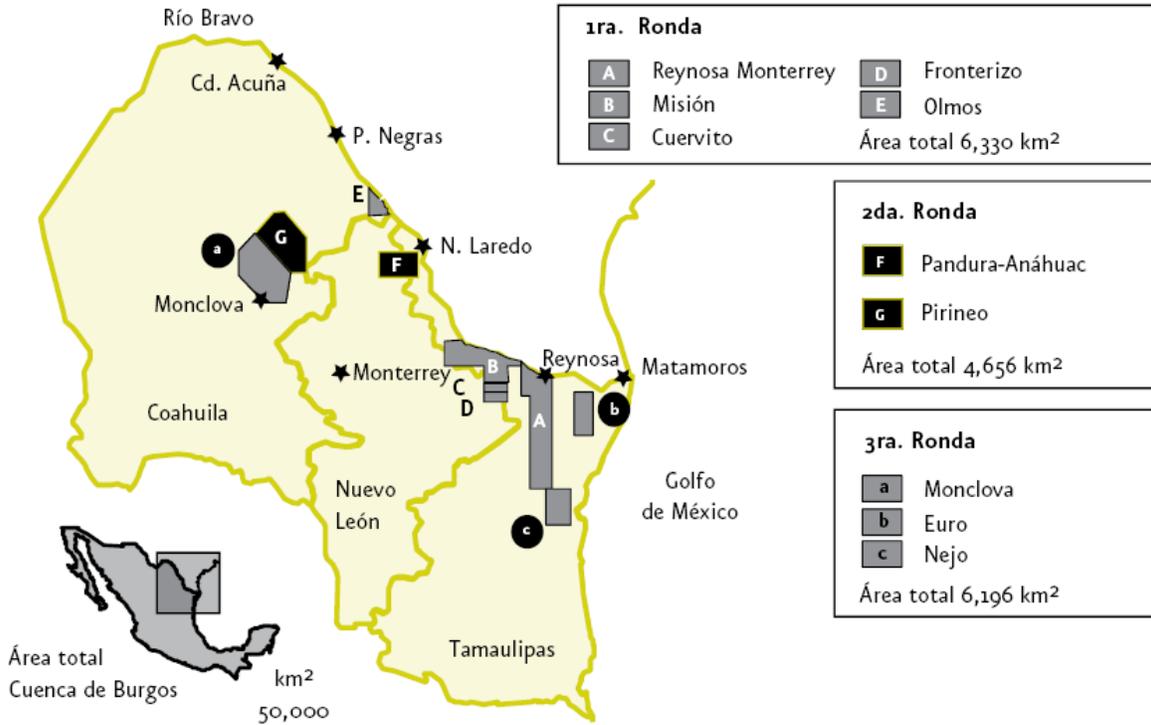
Los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF²⁸) responden a la búsqueda de nuevos esquemas de contratación para la ejecución de algunos proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos. Este nuevo esquema de contratación se desarrolló en estricto apego a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, a las leyes y a los reglamentos en materia petrolera. El propósito de este esquema es incrementar la producción de hidrocarburos en México, aprovechar los recursos naturales del país y reducir las importaciones de gas natural.

Estos son contratos de obra pública que sobre la base de precios unitarios agrupan en una sola unidad distintos servicios. Con este mecanismo, Petróleos Mexicanos mantiene los derechos y la propiedad de los hidrocarburos extraídos y de las obras construidas, a la vez que accede a capacidades adicionales de ejecución, tecnología y financiamiento para efectuar obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento de pozos. Estos contratos no contemplan la participación de los contratistas ni en la producción ni en las utilidades del proyecto.

Los contratos vigentes al cierre de 2006, ubicados en la cuenca de Burgos, tienen por objeto desarrollar reservas de gas natural no asociado. De 2003 a 2005 se realizaron dos rondas de licitación de las que se derivó la firma de siete contratos correspondientes a los bloques Reynosa-Monterrey, Cuervito, Misión, Fronterizo y Olmos de la primera ronda y Pandura-Anáhuac, y Pirineo de la segunda.

La tercera ronda de licitación considera los bloques Nejo, Monclova y Euro, que en conjunto abarcan un área de 6,196 kilómetros cuadrados. Las licitaciones públicas internacionales correspondientes se publicaron en el Diario Oficial de la Federación el 10 de agosto de 2006. Las obras relativas a esta ronda permitirán capitalizar las inversiones en la cuenca de Burgos, disminuir el ritmo de declinación de los yacimientos ubicados en esa región, y aprovechar la experiencia generada con la perforación del primer pozo multilateral en rocas carbonatadas.

²⁸ Anteriormente conocidos como Contratos de Servicios Múltiples.



4.9 Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB

De acuerdo con el escenario propuesto de PEP²⁹, la disponibilidad de gas natural a PGPB³⁰ observará una tendencia positiva durante el periodo 2007-2016, hasta alcanzar un máximo de 6,848 mmpcd en el año 2014. Bajo este escenario la Región Norte se mantendrá como la principal proveedora de gas natural. Esta región presenta la mayor tasa de crecimiento anual en el periodo, la cual asciende a 4.1%, influida en particular por el desarrollo del proyecto Chicontepec.

La producción de gas natural entregado de PEP a PGPB durante el periodo, estará sustentada en incrementos de entregas de gas húmedo dulce. Este tipo de gas presentará incrementos anuales de 9.6% entre 2006 y 2016. Hacia 2016 se procesará un volumen de 2,567 mmpcd de gas húmedo dulce en las criogénicas, 3,137 mmpcd será gas húmedo amargo que llegará a las plantas endulzadoras, y como complemento, se inyectará al SNG³¹ un volumen de 1,021 mmpcd del gas seco directo de campos productores.

²⁹ Pemex Exploración y Producción.

³⁰ Pemex Gas y Petroquímica Básica.

³¹ Servicio Nacional de Gasoductos.

4.10 Inversiones en PGPB para el procesamiento y transporte de gas natural

El programa de inversiones de PGPB para el periodo 2008-2016, prevé un crecimiento en la disponibilidad de gas natural para el Organismo de 2.3% promedio anual en el periodo 2006-2016, soportado fundamentalmente en el crecimiento de la oferta localizada en la Región Norte, y en particular en el desarrollo del activo Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec).

Dicho programa contempla invertir 54,643 millones de pesos a precios del 2007, en el periodo de análisis, los cuales estarán orientados fundamentalmente a proyectos que aseguren el procesamiento de la oferta de gas de PEP y a operar los activos de la empresa bajo las mejores prácticas en materia de seguridad, salud y protección ambiental, en consonancia con las prioridades estratégicas del Organismo.

En este contexto, se tiene previsto invertir el 60% de los recursos mencionados (32,944 millones de pesos) en proyectos para enfrentar la oferta adicional de gas natural, y 34% (18,366 millones) en proyectos para alcanzar la excelencia en mantenimiento y continuar operando las instalaciones en forma segura y eficiente. En segundo término, y a fin de atender de manera confiable la demanda de los hidrocarburos que PGPB comercializa, se destinarán 2,838 millones de pesos para asegurar el transporte de gas y productos, 257 millones a la integración tecnológica y de sistemas, y 187 millones para la administración de los procesos.

Con estos recursos, la capacidad de proceso de gas amargo se incrementará en 5%, la recuperación de azufre en 3%, la de recuperación de líquidos en 30% y el fraccionamiento de hidrocarburos en 9%. Para cumplir con lo anterior, destacan la construcción de los siguientes proyectos:

- Dos plantas criogénicas modulares en el CPG Burgos de 200 mmpcd cada una.
- Cuatro criogénicas en el Área Poza Rica, con capacidad conjunta de 700 mmpcd.
- Dos proyectos integrales, en un sitio por definir, para procesar la oferta de gas del Delta del Bravo y Aguas Profundas, con una capacidad criogénica de 200 mmpcd y 450 mmpcd, respectivamente.
- Incremento del proceso de gas húmedo amargo en el CPG Arenque
- Una planta criogénica de 300 mmpcd en el área Coatzacoalcos

Proyecto	Inicio de operación	Capacidad HP
Estaciones de compresión		
Emiliano Zapata	2008	35,000
Santa Ana	2010	24,000
Omealca	2011	14,300
Norte ¹	2009-2014	63,400
Soto la Marina y Macarela	2012	42,000
Gasoductos		
	Inicio de operación	Capacidad mmpcd
Matamoros-Campo Brasil	2013	131
Ductos petroquímicos		
	Producto	Diámetro/longitud
Cd. Pemex-Nvo. Pemex	C ₂₄	16" x 70 km.
Cd. Pemex-Nvo. Pemex-Cactus	C ₃₄	16" x 81 km.
Cactus-Nvo. Pemex-cangrejera	C ₂₄	24" x 140 km.

¹ Incluye la construcción de las estaciones Dorado, Cabrito y Rafael, así como la repotenciación de la estación Santa Catarina en 2 etapas: 2009 y 2014.
Fuente: PGPB.

Tabla 8.- Proyectos para el transporte de gas de PGPB, 2008-2016

4.11 Balance prospectivo oferta-demanda de gas natural

En el ciclo prospectivo 2006-2016 se estima un crecimiento menos dinámico en la demanda interna de gas natural respecto al periodo histórico. Mientras que en la última década la demanda nacional creció a 6.2%, hacia el futuro se incrementará 3.3% en el periodo citado.

Entre los factores que han contribuido a reducir la demanda pronosticada respecto a otros escenarios, podemos mencionar los siguientes:

- Tasas de crecimiento económico moderadas.
- Una mejor comprensión de la relación entre los ritmos de crecimiento de la economía, de la demanda de electricidad y de la demanda de gas natural como combustible sustituto en el sector industrial.
- Un impulso a la diversificación de fuentes de energía para la generación de electricidad.

Aún así, el crecimiento de la demanda de gas natural será sin duda uno de los de mayor dinamismo en el mercado de energéticos nacionales. De esta manera para 2016, la demanda estimada de gas natural alcanzará un volumen de 9,031 mmpcd.

Por el lado de la oferta nacional, ésta crecerá a un ritmo de 3.3% en el periodo 2006-2016, de tal manera que llegará a una producción de 7,642 mmpcd en el último año. El nivel de producción provendrá de cuencas terrestres y un incremento en las actividades tanto en aguas someras como en aguas profundas que PEP esta planeando, al tiempo que se continúa con los proyectos de explotación más importantes al día de hoy como Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Crudo Ligero Marino, Burgos y Veracruz; además, de que la actividad en Chicontepec se incrementa notablemente a partir de 2008.

Como respaldo de estos proyectos, PGPB estaría disponiendo de gas natural en forma incremental a un ritmo de 2.3% promedio anual en el periodo 2006-2016, e invirtiendo 54,643 millones de pesos a precios del 2007, en el periodo de análisis, orientados fundamentalmente a proyectos que aseguren el procesamiento de la oferta de gas de PEP. Así, entre ambas subsidiarias se contará con una oferta de superior a los 7,000 mmpcd a partir de 2009, alcanzando un máximo de 7,702 mmpcd en 2014, basados fundamentalmente en el crecimiento de la oferta localizada en la Región Norte, y en particular en el desarrollo del activo Aceite Terciario del Golfo (Chicontepec).

El comercio exterior de gas natural se perfila muy dinámico, con un saldo neto deficitario de 1,389 mmpcd hacia 2016. Se estima que las importaciones de gas natural crecerán 92.6% respecto a 2006, registrando un volumen de 1,962 mmpcd, de los cuales 1,500 mmpcd provendrán de contratos de GNL en tres terminales de regasificación que se contemplan en el periodo de análisis.

Cabe señalar que, la programación de la entrada en operación de la terminal de GNL de Ensenada será en el transcurso de 2008 y de Manzanillo en 2011, generando una capacidad de oferta diversificada de gas natural en México en los próximos 10 años, con lo que serán menores las importaciones por los ductos conectados a Estados Unidos, e incluso se revertirá el flujo en los puntos fronterizos del Estado de Baja California con la entrada de la terminal de GNL de Ensenada.

4.12 Balances regionales de gas natural

En esta sección se presentan los balances regionales que integran al balance nacional de gas natural. El escenario que se presenta corresponde al de oferta y demanda base, en donde cada balance toma como punto de partida el último dato histórico disponible del 2006 y considera las proyecciones respectivas hasta 2016.

4.12.1 Región Noroeste

La región Noroeste se caracteriza por ser netamente importadora, debido a que logísticamente ésta región seguirá aislada del SNG. En términos de demanda por sector, predominará el consumo de gas natural destinado a generación de electricidad al representar 93.4% en 2016 dentro de la región. Le seguirá el sector industrial con 5.9% de la demanda regional considerada en el mismo año, alcanzando 29 mmpcd que podrían convertirse en un máximo histórico del sector dentro de la región.

Entre la estructura del abastecimiento de la demanda de la región se prevé que a partir de 2008, con la entrada de la terminal de regasificación en Ensenada, todo el consumo del Estado de Baja California sea cubierto con las importaciones de GNL, mientras que en Sonora se suministrará con importaciones por ductos en la frontera con Estados Unidos.

Al final del periodo prospectivo se espera que 77.9% de las importaciones que cubren la demanda de gas provendrá del GNL. Además, se tiene previsto que con la terminal de regasificación existirá exportación de gas natural que se comercializará en el sur de Estados Unidos, principalmente en

Arizona. Dicha exportación llegará a 142 mmpcd hacia el final del período de proyección, alcanzando un máximo de 180 mmpcd en 2010. Cabe señalar que se tiene conocimiento de que la empresa Shell podría comercializar otros 500 mmpcd que arribarían en la misma terminal del proyecto Costa Azul; sin embargo, esta parte del proyecto no se contabiliza en los escenarios prospectivos

4.12.2 Región Noreste

En el periodo 2006-2016, la región Noreste desarrollará una dinámica en dos aspectos. El primero, en lo que se refiere a comercio exterior, ya que se espera un cambio en las importaciones netas. Entre 2006 y 2008, la región será importadora en términos netos. Posteriormente, en el intervalo de 2009-2012, el saldo del comercio exterior se convertirá en exportador, pese a que en el primer año de este periodo la terminal de Altamira alcance importaciones de GNL de 500 mmpcd. Cabe señalar que, en este periodo se estima que PGPB estaría exportando un volumen histórico máximo de 1,240 mmpcd en 2011 a través de las interconexiones del SNG en Reynosa. Finalmente, el saldo importador neto volvería a presentarse entre 2013-2016.

El segundo aspecto que se observará en la región, es el incremento en la producción esperado hacia 2016, presentando un aumento de 515 mmpcd entre 2006 y 2016. Esta es la expectativa sustentada en el impacto que tendrán los COPF en la cuenca de Burgos, así como la inversión que realizará PGPB en centros procesadores de gas, Burgos y Reynosa, con lo que la oferta en esta región se incrementará en forma importante, y aunado al gas que provenga de la región Sur-Sureste, motivarán la dinámica del comercio exterior antes citada.

4.12.3 Región Centro-Occidente

En esta región se prevé que el consumo de gas natural crecerá 9.9% anualmente, pasando de 565 mmpcd en 2006 a 1,451 mmpcd para 2016. La dinámica del abastecimiento regional se dividirá en dos etapas, entre 2006 y 2010, los flujos de gas que provengan de la región Sur-Sureste cubrirán toda la demanda de los sectores de consumo. Posteriormente, con la entrada en operación de la terminal de Manzanillo en 2011, gran parte del consumo del sector eléctrico se abastecerá con las importaciones de GNL, y PGPB seguirá llevando gas de otras regiones para el suministro del resto del consumo, e incluso para el mismo sector eléctrico.

La región Centro-Occidente se perfila con un crecimiento significativo en su demanda, aproximadamente de 886 mmpcd hacia 2016. Si bien, la intensa actividad esperada en el sector eléctrico representa 786 mmpcd del volumen a incrementar, en esta región se prevé un impulso importante al consumo del sector residencial, que crecería en 2016 más de cinco veces respecto a 2006

4.12.4 Región Centro

La demanda de esta región representará 12.6% de la demanda nacional en 2016, lo que implica que tendrá un crecimiento de 491 mmpcd, respecto al consumo de 2006. CFE demandará 54.5% de la demanda regional, derivado principalmente de la repotenciación planeada de algunas unidades en Tula y otras más el Estado de México.

En el desarrollo de la región en la próxima década, y particularmente en la zona de distribución Valle Cuatitlán- Texcoco-Hidalgo, operarán dos distribuidores al mismo tiempo, lo que podría generar el alcance de madurez al final del periodo de proyección en sectores como el residencial, servicios y autotransporte, que en conjunto consumirían 67 mmpcd en 2016. Toda la demanda regional, se cubriría con gas de la región Sur-Sureste

4.12.5 Región Sur-Sureste

Esta región seguirá siendo el centro principal de la oferta nacional de gas natural, ya que casi tres cuartas partes (74.4%) de la oferta del país se desarrollarán en esta región hacia 2016. Un elemento característico de esta región es la gran actividad que tiene el sector petrolero, que representará 81.2% del consumo regional de 2016.

Al ser la región con mayor importancia a nivel nacional, en cuanto a oferta, una de las características que permanecerá en el horizonte de planeación, es que será la única que enviará gas a otras regiones como la Centro, Centro-Occidente y la Noreste en los próximos años. De hecho, a partir de 2007 envió más de 1,000 mmpcd de su producción regional en todo el periodo, e incluso alcance un máximo de 2,007 mmpcd en 2014

CAPÍTULO 5 VENTAS DE GAS

5.1 Proceso de generación de ingresos

Nominación es:

Es una notificación dada por una tercera persona (compañía que esta transportando por el gasoducto) al dueño del gasoducto, que esencialmente le pide que reconozca, mida e implemente físicamente una transacción de transporte para dicha compañía.

El gobierno tiene control regulado sobre el transporte de gas natural por estos sistemas. Esto asegura que la función de transporte no interfiera con las actividades de comercialización del gas. Esta naturaleza regulada que el servicio de transporte sea valuado como un servicio basado en costos y que es susceptible de reaccionar a los requerimientos de abastecimiento y demanda de los mercados. Entonces, los costos de transporte por gasoductos tienen un impacto significativo en el valor del gas en el mercado.

Conforme el gas se mueve por el sistema de ductos debe ser controlado y contabilizado. La Nominación es el proceso que controla el movimiento de gas por todas partes en la nación. La mayoría de las ventas y transporte son convenidas por contratos de venta y transporte pero esos contratos no son lo suficientemente específicos como para cubrir las actividades operacionales día a día o las implicaciones financieras del movimiento de gas a través de los gasoductos al mercado. Los contratos que intentan cubrir todas las posibilidades son demasiado rígidos e inflexibles para trabajar. Las nominaciones proveen la flexibilidad para hacer trabajables a los contratos.

Una vez que el gas ha sido comprado a través de las VPM, y vendido al mercado, los contratos de gas se han negociado y firmado, y las funciones planeadas de suministro han sido realizadas; el gas debe ser entonces transportado hacia dicho mercado. El transportista debe tener un contrato de transporte con el gasoducto del lugar antes de que el gas pueda ser nominado para el transporte.

La Nominación de la tubería se puede hacer en una de las siguientes maneras:

- Por medio de un *formato estándar* del gasoducto, que puede llenarse y enviarse por fax a la compañía dueña de la tubería.
- Puede utilizarse el sistema de nominación electrónico del gasoducto.
- El sistema de computación del transportista puede convertir la información en un tiraje que emule la forma de nominación del gasoducto, misma que será enviada a la tubería.

Las tres transacciones más comunes que deberían ser nominadas son:

- Cuando el suministro de gas es adquirido;
- Al adquirir los servicios para transportar el suministro desde su fuente hacia su destino;
- A cada punto a lo largo del viaje desde su origen hacia el destino (el camino) donde hay una transferencia física del gas.

5.2 El proceso de nominación

Una nominación es una solicitud de servicio bajo un contrato ejecutado. Una nominación se debe hacer siempre que un protagonista desee cambiar el nivel del servicio o ubicación del servicio que se está proveyendo.

La nominación es la base del flujo de gas y proporciona la estabilidad sobre la cual el servicio requerido opera.

La nominación es el permiso para proporcionar el servicio requerido y el compromiso para aceptar el servicio. La aceptación de la nominación se convierte en una obligación para ejecutarse según los términos del contrato de servicio.

El proceso de nominación se ha convertido en la función más importante en la industria de gas natural. El propósito del proceso de nominación es controlar el movimiento de gas a lo largo del país.

Existen tres tipos primarios de las transacciones de nominación que ocurren entre los participantes:

Transacción de transferencia titular, es la transacción de compra o venta donde la propiedad con título del gas cambia de manos. Existe un comprador y un vendedor por cada transacción de transferencia de título. Estas transacciones pueden tomar lugar en las plantas de proceso, en el punto de recolección, en la interconexión del ducto o en el área de entrega.

Transacción de transferencia de transporte, son los medios mediante los cuales el gas natural es transportado desde su origen a su último destino.

Transacción de transferencia de custodia, es el intercambio físico del gas natural de una instalación a otra al mismo tiempo que el gas se mueve de su origen hacia su destino final. Cada vez que un participante da el gas a otro participante, existe una transferencia física del gas, conocidas como transferencia de custodia. La transferencia de custodia no puede suponer un arreglo contractual entre los dos participantes físicos. Por ejemplo, el abastecedor puede colocar al gas en el *downstream*³² de la tubería para su transporte al punto de entrega, quien entonces coloca el gas para las CDLs³³ para su transporte a los usuarios finales.

La transacción de transferencia de custodia es frecuentemente ejecutada vía telefónica o alguna otra forma de comunicación en lugar de una nominación real escrita. Este proceso debe llegar a ser mucho más formal para propósitos de auditoría, balanceo y reconciliación.

La siguiente página muestra una ilustración de los tres tipos de las transacciones de nominación.

³² Terminología para nombrar el segmento del sistema de transporte de gas, que parte desde el punto de transferencia de custodia en que se recibe el gas proveniente del productor y que se dirige hacia los consumidores sobre el mismo sistema.

³³ CDL.- Compañía de Distribución Local.

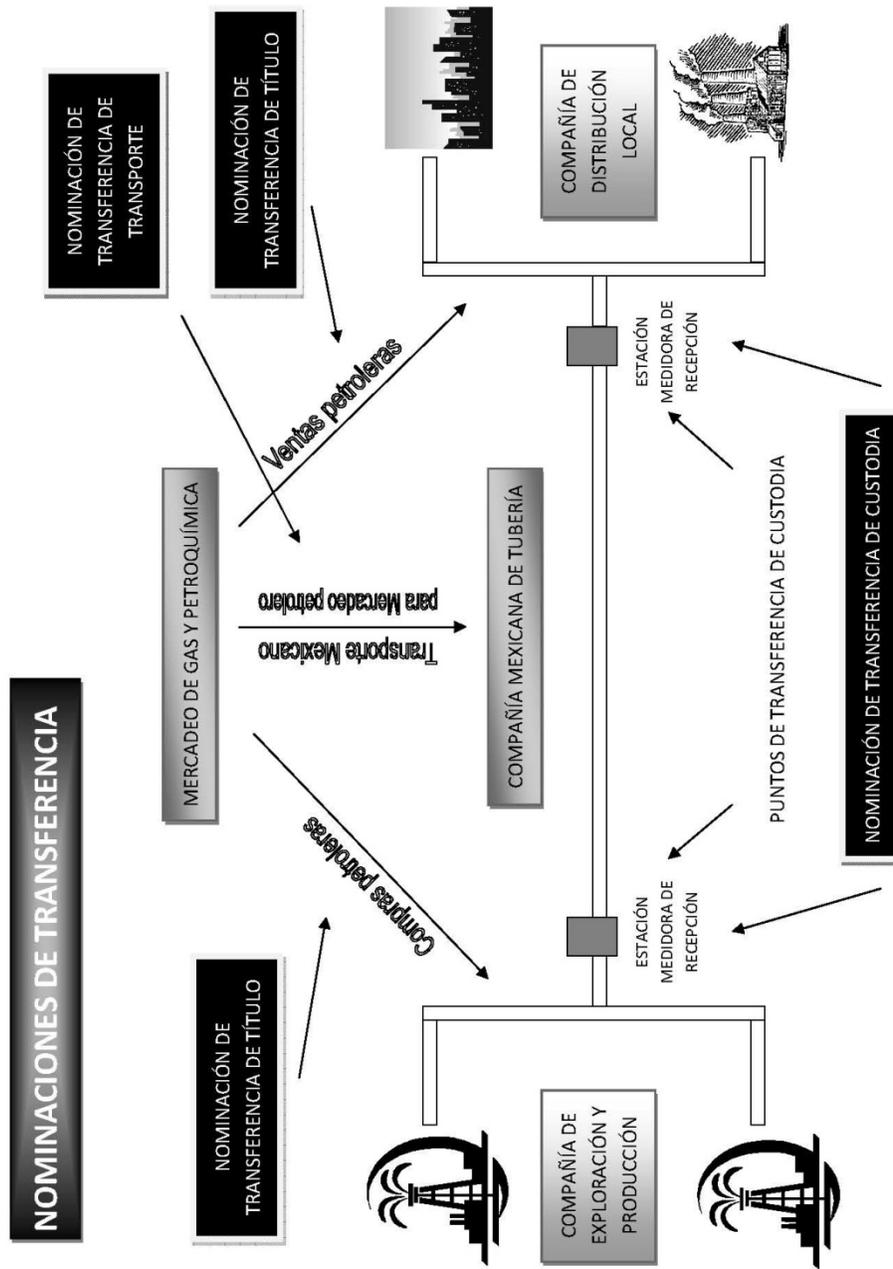


Ilustración 15.- Tipos de Transacciones de nominación

5.2.1 La mecánica de las nominaciones

Las nominaciones son conducidas para solicitar que se cumpla con los términos del transporte, abastecimiento, almacenamiento y otros contratos legalmente aplicables entre dos o más participantes.

Además, las nominaciones están dirigidas por las siguientes razones:

1. Para permitir la planificación del uso de instalaciones por varios de los operadores de las cabezas del pozo³⁴, plantas, campos de almacenamiento, puntos de entrega, etc.
2. Para surtir al proveedor del servicio con los datos requeridos para ejecutar económica y físicamente el servicio solicitado.
3. Para proporcionar la máxima flexibilidad para los participantes.
4. Las nominaciones son los directores principales detrás de las valoraciones de penalizaciones, el pago de facturas, exposiciones de “take or pay”, cálculos de desbalance. La nominación es también la pista de auditoría para toda planificación financiera y presentación de informes. La información contenida en las nominaciones habilitará a los participantes para anudar efectivamente el proceso de contratación, contabilidad cuentas.

La función de nominación proporciona al transportista los medios para reservar y programar cualquier capacidad disponible.

La nominación proporciona flexibilidad para los participantes. Teniendo previamente negociado el suministro, transporte y otros contratos; la función de la nominación habilita a los participantes para seleccionar y escoger, hasta cierto punto, entre estos contratos.

¿Quién nombra a quien?

El grupo que ha solicitado un servicio y firmado el acuerdo de servicio en sus responsables del cumplimiento de las previsiones de nominación, programación y notificación bajo el acuerdo de servicio o tarifa. El grupo puede designar a un agente para propósitos de realizar las nominaciones.

Cuando el suministro de gases adquirido, la solicitud de nominación viene del comprador al vendedor. Esta es la Nominación de Transferencia de Título.

Cuando el transporte es adquirido, las solicitudes de nominación vienen del fleteador al transportista. Ésta es llamada *Nominación de Transferencia de Transporte*.

Cuando existe una transferencia física de gas de un participante a otro, con forme el gas avance en su camino, la solicitud de nominación viene del productor al operador, del operador a transportador, y/o el transportista para otro transportista, del transportista al operador del punto de entrega. Esta es llamada una *Nominación de Transferencia de Custodia*.

³⁴ Cabeza del Pozo.- Terminología que hace referencia a la zona de producción del gas natural.

5.2.2 Responsabilidades de los grupos en las nominaciones

<u>PARTICIPANTE</u>	<u>OBJETIVO</u>	<u>RESPONSABILIDADES</u>
<i>Comprador</i>	Asegurar un aprovisionamiento firme y confiable del gas natural al precio más bajo posible	Notificar al vendedor la cantidad de gas que desea comprar sobre un período de tiempo designado
<i>Vendedor</i>	Asegurar un cliente con una necesidad de comprar de una manera continua y además que esté dispuesto a pagar el precio más alto.	Aceptar, rechazar o modificar la nominación del comprador.
<i>Fleteador</i>	Acordar el costo más efectivo y el método más confiable de movilización del gas.	Nominar para la tubería el volumen de gas que será transportado, y los puntos hacia y donde el gas fluirá.
<i>Transportista</i>	Transportar gas en los volúmenes suficientes para aumentar al máximo el uso de su capacidad y hacerlo dentro de los índices admisibles más altos	Aceptar, rechazar o modificar la nominación del embarcador.

Tabla 9.- Responsabilidades de los grupos en las nominaciones

¿Cuándo es el vencimiento de la nominación?

Las nominaciones se pueden hacer para una hora, un día, o producción mensual (la hora/día/mes dentro del cual el servicio cambiado está por ocurrir).

Los cambios de nominación, son regulares durante el mes que muestran las fechas efectivas de cambio de la carga e indican los puntos de recibo y/o puntos de entrega que responderán al cambio deberán ser sometidos al transportista. Esto es porque el transportista requiere una cantidad “ hacia” y “ para”, así se pueden identificar y rastrear sin demora los cambios. Algunos casos los ductos pueden manejar una cierta cantidad de cambios sin requerir que las fuentes de suministros cambien y permiten al transportista mandar su nominación mensual en conformidad.

Fechas de vencimiento

Las *nominaciones primeras del mes* son para el mes próximo de producción. Estas son generalmente realizadas de uno a tres días antes del primer día del mes dependiendo de los plazos de vencimiento de nominación en los gasoductos para los servicios de transporte en sus tarifas. A menos que sea notificado de otra manera, generalmente se asume que la nominación es para permanecer en efecto hasta el fin del mes o hasta que se reciban otras instrucciones.

Las *nominaciones diarias* están sujetas a cambiar una nominación previa o a iniciar una nueva nominación durante el mes de producción. Las nominaciones diarias son normalmente vencidas de 20 a 24 horas antes de la ejecución del cambio efectivo y permanecen en efecto hasta el fin del mes o hasta que se reciban otras instituciones.

Muchos de los transportistas ofrecen el servicio de nominación *inter-día* lo que permite a las nominaciones ser situadas tan a menudo como si se tratara de a cada hora. La industria entera de gas se moverá a hacia nominaciones tan frecuentes como a cada hora, sin embargo tomará varios años antes de que la infraestructura esté en el lugar apropiado para manejar administrativamente a cada hora las nominaciones. La industria se está moviendo hacia las nominaciones horarias mayormente porque las cargas residencial y de generación eléctrica pueden oscilar rápidamente y requieren flexibilidad horaria.

La función de nominación puede ser manual (vía fax o por correo) o mecanizada (directamente en una computadora). La mayor parte de los transportistas principales, han mecanizado la función de nominación.

5.2.3 Información requerida para la Nominación

¿Qué datos son requeridos por una nominación de transporte?

Los transportistas requieren por lo menos la siguiente formación para que las nominaciones de transporte sean válidas:

- ✓ Número de contrato
- ✓ Los puntos de recibo y entrega
- ✓ El volumen tal como:
- ✓ Recipientes + combustible + PVR +/- reembolsos +/- inyecciones de almacenaje / retiros = entrega
- ✓ Fechas efectivas, tiempos
- ✓ Otra información

El fleteador surte una nominación al transportista que especifica “donde”, “cuando”, “cuanto” y “para quien”. El número de contrato o identificación debe ser incluido en la nominación conjuntamente con el recibo y puntos de entrega – donde el gas está entrando al sistema del transportista y dónde está dejando el sistema.

Las nominaciones de ventas requieren que el punto de venta sea identificado.

Las localizaciones de servicios de almacenamiento son necesitadas para propósitos de inyección y de retiro de gas del sistema.

La cantidad del volumen pedido es fijada en MMBtus o por decatermos para mostrar que la nominación está en balance. Los datos de Mcf y Btu son requeridos en cada punto del gasoducto para propósitos de operación de la tubería.

La Reducción de Volumen de Planta (PVR) puede requerir una nominación por separado o ésta será incluida en la nominación de transferencia de transporte.

La fecha efectiva (fecha de inicio y término) de la nominación es requerida. Ciertas nominaciones requieren especificar el tiempo de comienzo y el término para el día efectivo de gas.

5.3 El proceso de confirmación

Una vez que la nominación ha sido recibida por el participante que provee el servicio requerido, debe ser confirmado. El proceso de confirmación verifica que la capacidad exista en cada punto desde la “cabeza del pozo” hacia la “boquilla del quemador³⁵”, sobre la cual existe una nominación y que todos los participantes accedieron a abastecer o transportar los volúmenes nominados basados en el tipo de servicios contratados para ello.

La confirmación es una comunicación verbal, escrita, o electrónica entre las instalaciones o los operadores del servicio para verificar una transacción nominada.

Una nominación confirmada proporciona un registro de lo que se ha comprometido por el participante que conforma la nominación. Esto proporciona una pista de auditoría acerca de lo que fue convenido para cuando se recibe la factura.

También, una nominación confirmada proporciona registros de todos los resultados pasados de transacciones nominadas con otros participantes que pueden ser usadas para asistir la función planeada de suministros (qué tan confiable ha sido).

5.3.1 Mecánica de la confirmación

El participante se denomina para reunir todas las nominaciones de un periodo de tiempo específico, y consolida las nominaciones para puntos de recibo y/o entrega, y/o puntos de capacidad obligada en el sistema. Si la capacidad disponible del gasoducto (capacidad total menos la capacidad que es usada), en cada posible punto obligatorio, es igual o mayor que la cantidad nominada, entonces la nominación será con firmada.

Concurrente con la determinación de la capacidad disponible, el participante que acepta la nominación, verifica que la nominación sea válida. Este participante determina si el contrato existe y es válido verificando que los términos de la nominación estén contenidos en un contrato válido y que los puntos de medición para recibo y entrega sean válidos, entre otras cosas.

Si la capacidad disponible es menor que la cantidad de capacidad nominada, entonces una actividad llamada “Programación” será realizada. El programar consiste en priorizar nominaciones válidas basadas en los esquemas definidos de prioridades. La mayoría de la actividad de programar ocurre en los sistemas de transporte. Las tarifas de transporte contienen los esquemas de prioridad de programación usados.

³⁵ Terminología que hace referencia al uso final del gas natural en forma de combustible.

CAPÍTULO 5: VENTAS DE GAS

Una vez que se ha completado la programación, entonces el participante nominado regresa con el participante que envió la nominación y lleva a cabo alguna de las siguientes actividades:

- ❖ Confirmar la nominación
- ❖ Modificar la nominación
- ❖ Rechazar la nominación

Si la *nominación es confirmada*, entonces ambos grupos deben mantener la nominación confirmada como una prueba de auditoría.

Si la *nominación es rechazada* entonces el grupo que envió la nominación debe buscar a otro participante para proveer el servicio solicitado o para ajustar la nominación y esperar que el participante que está nominando pueda cumplir con las necesidades revisadas.

Si la *nominación originalmente enviada es modificada*, entonces el participante que envió la nominación debe decidir si aceptará la nominación ajustada. Si lo hace, debe reenviar una nominación. Este proceso continuará hasta que ambos participantes lleguen a un acuerdo en la nominación, a este tiempo se vuelve una nominación confirmada inclusive si se trata de un volumen cero.

Teóricamente, todas las nominaciones involucradas en desplazar gas desde la cabeza de pozo hacia la boquilla del quemador deben ser confirmadas y agendadas antes de que fluya el gas. En la práctica, el gas fluye inclusive antes de que todas las nominaciones estén confirmadas y agendadas.

Las nominaciones son normalmente enviadas 24 horas antes de comenzar el “día de gas”. Las confirmaciones y los volúmenes agendados son generalmente comunicados a los diversos grupos a las 3:00 pm un día antes al flujo de gas.

La ventana de Nominación - Confirmación – Agendamiento no es muy grande. Ambos grupos deben tener excelentes procedimientos y/o sistemas computarizados para ayudar en el procesamiento y en el registro de la nominación confirmada y agendada.

A menos que sea creado un proceso de auditoría de la nominación confirmada, la discrepancia de resoluciones de volúmenes recibidos confirmados contra volúmenes recibidos actuales son casi imposibles debido a los altos volúmenes en las transacciones de nominación. En esta industria el nominador raramente recibe exactamente lo que es confirmado y agendado; por esto, mantener un registro efectivo de la nominación confirmada y agendada es esencial para un éxito financiero.

Tipos de información intercambiada

El proceso de nominación – confirmación es un proceso interactivo que requiere intercambio simultáneo de información con todos los operadores, fleteadores y proveedores de servicios.

Todas las nominaciones que han sido confirmadas son interdependientes y una avería en el proceso de verificación causaría que el ciclo comenzara de nuevo.

El intercambio de información en el momento de la confirmación tiene una regla básica: *Los grupos deben proveer suficiente información para permitir la identificación y especificaciones de la transacción.*

En la práctica actual, las confirmaciones, cuando ocurren, son actualmente proveídas informalmente por teléfono. Esto resulta en múltiples problemas con las cantidades facturadas, penalizaciones, etc., Debido a que no existe un proceso de auditoría para la resolución de discrepancias. El proceso de confirmación necesita ser más formal, ocurre para cada nominación, y consiste en enviar un fax o ser colocada en un tablero de boletines electrónicos.

La siguiente información necesita ser intercambiada, registrada y mantenida para cada confirmación:

- Número de contrato
- Número de medición
- MMBtu nominados
- MMBtus confirmados
- Nombre del contrato o vendedor
- Persona que confirma la nominación
- Hora y fecha de la confirmación
- Otras notas pertinentes

Una vez recibida, esta información debe ser almacenada en un lugar donde se encuentre de manera accesible, preferentemente en un sistema de aplicaciones computarizadas.

5.3.2 Asuntos de propiedad para la confirmación

Cuando se confirma gas en las interconexiones del gasoducto, si los números de interconexión del contrato no pueden ser identificados, entonces los operadores de la interconexión tal vez requieran que sus fleteadores les provean un nombre de vendedor que pueda ser usado para que se pueda coincidir con las nominaciones.

En la cabeza del pozo u otro origen de producción no existe un número de contrato upstream para identificar con el fin de coincidir con alguna nominación. En este caso se necesita otro método para identificar el trato. El camino más fácil, es proveer quién es el propietario interesado en el trabajo o el nombre del productor al fleteador. Pero, el vendedor final del gas se encuentra frecuentemente renuente de decirle al fleteador dicha información por temor a que el fleteador omita al vendedor y vaya directamente al origen del gas para comprar su suministro para el mes siguiente.

La mejor solución que se ha presentado es requerir que el fleteador dé identificaciones de contrato de interconexión upstream y o downstream en vez de nombres, como parte de la nominación y para mantener esa información como parte del intercambio de información que es pasado entre los operadores. En el caso donde el operador es un propietario del interés y esté haciendo ventas en competición con otros propietarios, ellos se intercambian identificaciones de contrato. Las identificaciones de contrato arreglan los asuntos concernientes al propietario. Mientras el propietario de los intereses envíe las identificaciones del contrato que está vendiendo dentro del operador y esa identificación coincida con la identificación del contrato que ha sido enviada al gasoducto para la transferencia de custodia, a este punto no hay violación de los asuntos de negocio del vendedor.

5.3.3 La cadena de margaritas

La “cadena de margaritas” es una referencia utilizada en la industria para las series de transacciones de transferencia de título y transferencia de custodia que tienen lugar en un solo punto. La cadena de margaritas causa muchos problemas durante el proceso de confirmación dado que el número de transacciones es difícil de rastrear. Los propietarios de los intereses y operadores que no mantienen un flujo acertado de la información entre los diversos compradores y vendedores del gas, que incluyen las identificaciones de contrato del transportista, impiden el proceso de confirmación.

Algunos transportistas han tomado responsabilidad y han comenzado a rastrear la información requerida para clasificar a través de la cadena de margaritas y requieren esta información en la forma de nominación. Otros transportistas o niegan la confirmación hasta que el operador hace más trabajo para identificar al propietario del interés o el transportista termina aceptando el gas sin la confirmación y permite a los contadores clasifiquen el desorden después del hecho.

5.4 Transportes

El transporte es el acto físico de realizar el servicio pedido por las nominaciones confirmadas, moviendo el gas natural de su origen a su último destino.

Antes de que el gas pueda moverse realmente por la tubería, el transportista debe ejecutar el acto de programación de su capacidad disponible a las solicitudes válidas de nominación que ha recibido.

Una vez que la tubería ha programado su capacidad disponible y el gas está físicamente fluyendo por el gasoducto puede haber circunstancias en las que la capacidad disponible es forzada debido a la falta del aprovisionamiento o las limitaciones físicas. La tubería debe acortar entonces los contratos corrientes.

Y mientras tanto, la tubería debe monitorear los flujos de gas para mantener el control de operación de la tubería.

5.4.1 El proceso de programación

La programación es el acto de priorizar, las nominaciones validas confirmadas basadas en esquemas definidos de prioridad cuando la capacidad disponible no es suficiente para encontrar todas las solicitudes de nominación.

La programación es normalmente ejecutada por los transportistas y cada transportista tiene su plan de prioridad no discriminatorio para distribuir la capacidad disponible.

El plan de prioridad de un transportista generalmente puede parecerse a este:

Los **servicios firmados** contienen:

- ❖ Prioridad más alta
- ❖ Primer programado

Si la capacidad no existe para satisfacer todos los requerimientos de la firma entonces los requerimientos de la firma serán repartidos de manera programada con cada requerimiento de la firma recibiendo repartición compartida de la capacidad basada en sus nominaciones confirmadas.

Los **servicios interrumpibles** contienen:

- ❖ Prioridad más baja
- ❖ Último programado

Los **contratos interrumpibles** pueden ser programados por:

- ❖ Clasificación económica
- ❖ Fecha de solicitud de contrato
- ❖ Fecha de servicio de contrato
- ❖ Ventana de período de acuerdos
- ❖ Primera-llagada primer servicio
- ❖ Acuerdos primordiales
- ❖ Gas fluyente, sin reglas de bombeado.

Las tuberías normalmente usan una combinación de estos diferentes métodos para programar la capacidad interrumpible.

La mayor parte de los ductos programan el servicio interrumpible en una clasificación económica usando la máxima tarifa pagada para el servicio. El contrato que pague la tarifa más alta recibirá la capacidad primero. Si dos solicitudes tienen la misma tarifa entonces las solicitudes serán reprogramadas. Los transportistas pueden usar el valor absoluto de la tarifa o el porcentaje de la tarifa máxima para los fleteadores a los que se ha otorgado un descuento en la tarifa de transporte.

Debido a que las nominaciones programadas son el conductor primario detrás de la facturación, las penalizaciones y la exposición de take or pay, al no tener una máquina legible o un papel de proceso de auditoría de la nominación programada pueden causar serios problemas a futuro de recibo y pago para los diversos grupos en un contrato.

Debe ser recordado que debido a las operaciones y otras condiciones, la cantidad real del gas que llega al comprador puede raramente igualar la cantidad original nominada. Almacenar las nominaciones programadas facilita grandemente la reconciliación exitosa de estas diferencias.

5.4.2 Operaciones de gasoductos

Los centros sofisticados de control de gas controlan y hacen funcionar la red de gasoductos para asegurar que el gas llegue sin peligro a los consumidores. El Control de Gas monitorea los índices de flujo actuales y el volumen proyectado necesitado en los mercados y se hace todos los ajustes necesarios en el sistema.

El gas se mueve a través de las tuberías subterráneas, llamadas líneas de transmisión de gas, por compresión. Enormes bombas llamadas compresores son utilizados para aumentar la presión en el gas, forzando a las moléculas a pararse que se conjunten. El gas se aleja de las áreas de alta presión cerca de las estaciones de compresoras a un área de baja la presión bajo la línea. Eventualmente, el gas alcanza otra estación de compresión y el proceso continúa.

Las presiones del gasoducto recorren de 300 hasta más de 1000 PSI por el tubo que tiene a menudo 24 ", 30 " o 36 " de diámetro. El ducto es enterrado de cinco a seis pies en la tierra, suspendido sobre ríos o construido bajo los puentes. Esta supercarretera de tubería exige la supervisión constante para ir al paso de las necesidades del flujo e impedir todos los problemas o las situaciones de cuello de botella.

Cuando la tubería alcanza un área de población principal esta llega a una instalación llamada "Puerta de la Ciudad" (City Gate), o "estación de borde de pueblo", las cuales son operadas por la CDL³⁶. Aquí la presión de gas es reducida y el gas es alimentado en las tuberías de distribución más pequeñas para la entrega a los consumidores individuales. La custodia y control del gas son transferidas al personal de operaciones de las CDL en este punto.

Las líneas de distribución son de 6 a 12 pulgadas de diámetro y llevan el gas sobre media libra por pulgada cuadrada de presión. Las líneas de distribución alimentan líneas más pequeñas, de menos de 2 pulgadas de diámetro, la cual es operada a muy baja presión. Estas líneas de servicio alimentan los contadores en la boquilla del quemador.

5.4.3 Flujo de gas y acortamientos

Después de que las tuberías han validado las nominaciones de transporte y las nominaciones de transferencia de custodia, se confirman las nominaciones y se programa la capacidad disponible en el gasoducto, el Departamento de Control de Gas³⁷ asume la autoridad.

El control de gas maneja las solicitudes programadas para servicios en la tubería y controla el gas conforme se mueve por el ducto.

El control de gas tiene una rutina regular que se examina cuidadosamente en una base diaria:

En primer lugar, preparan el pronóstico diario basado en la actividad estimada para los próximos tres a cinco días siguientes. Este pronóstico incluye, las ventas estimadas (basados en los promedios históricos), la actividad de transporte nominada (del grupo de nominaciones), actividad de almacenamiento nominada (del grupo de nominaciones), el promedio de temperatura pronosticado para el sistema de tubería (usado para predecir los modelos de cargamento residenciales), el uso anticipado de almacenamiento (para el tope previsto y estacional/y balances diarios), la línea de almacenaje cambia al igual que los cálculos de rendimiento del paquete.

El paquete de línea es el volumen de gas en la tubería .Los cambios positivos en la línea de empaque son los mismos que en el de entrega dentro de la tubería. Los cambios son usados para determinar el almacenamiento que será necesitado para conservar el sistema en balance.

³⁶ Compañía de Distribución Local.

³⁷ Control del proceso de transporte de gas por gasoductos.

CAPÍTULO 5: VENTAS DE GAS

En segundo lugar, el control de gas prepara la tubería para ejecutar las actividades que se han predicho. Este supone la comunicación de las actividades a las estaciones de compresión y localizaciones de campo en el gasoducto. El control de gas emite la orden para presión, volumen y requerimientos de poder. Las ordenes de presión y necesidades de poder son emitidas para que la tubería alcance las condiciones de control de gas que se han predicho. El control de gas también verifica que los cambios a la tubería interconecten con el grupo de control de gas de interconexión.

Hay que recordar que una nominación confirmada no es una orden para que físicamente cambien las medidas, esa orden debe venir del grupo de control de gas. Sólo el Control de Gas emite órdenes para los cambios físicos en la tubería.

Tercero, una vez que la tubería ha sido preparada el Control de Gas comienza a monitorear la tubería. Esta supervisión continúa 24 horas al día. Monitorear el gasoducto involucra el cálculo de flujos y de la línea de empaque, ajustándose a cualquier cambio necesario, respondiendo a todas las alarmas que puedan indicar que las instalaciones queden fuera de servicio, y reaccionando a todas las emergencias que puedan surgir.

Por último, el Control de Gas mantiene un registro de la actividad por día para propósitos históricos. Este registro contiene un informe de equilibrio de sistema incluyendo el volumen de ventas. Una tubería que tenga casi 100% de su recibo y medidas de entrega cubierto por medidas electrónicas facilita al control de gas correr los informes.

A lo largo del día, al mismo tiempo que el gas esté fluyendo a través del gasoducto, pueden suscitarse algunos problemas que causen que la tubería active su esquema de acortamiento. *El acortamiento es el proceso de distribuir la capacidad disponible a los contratos y solicitudes corrientes para el servicio firmado debido a la falta del abastecimiento disponible o falta de la capacidad.* El acortamiento es causado por una reducción en la capacidad debajo de la capacidad de diseño de un segmento de tubería debido a cambios.

El proceso de acortamiento se empieza cuando la capacidad de segmento de una tubería está siendo enteramente utilizada y una nueva solicitud para la firma de servicios es recibida, o una tubería tiene un trabajo de mantenimiento o rehabilitación por hacer. Los contratos corrientes serán requeridos para reducir volúmenes en estas situaciones.

Los acortamientos pueden empezar también cuando existe bastante capacidad disponible en la tubería pero el suministro no está allí debido a un evento de fuerza mayor, o los suministradores no están produciendo la cantidad del gas que fue acordado o programado por la tubería. Por otra parte, los mercados no pueden estar tomando la cantidad del gas programada y el aprovisionamiento que fluye en el gasoducto debe ser reducido antes de que la tubería comience a experimentar problemas de operación.

Acortamiento -- Una reducción en el servicio por un vendedor a un nivel por debajo del contratado debido a una falta de suministro disponible o falta de capacidad.

Existen tres tipos de acortamientos en la industria de gas natural:

- Uso final
- Suministro/ mercado (clasificación)
- Capacidad

5.4.4 Control de balance / volumen mensual y diario

El volumen y control de desbalance son probablemente los dos asuntos de los que más se habla en el manejo de gas. ¿Cómo se controlan los desbalances de transporte o como se previenen? No hay manera de prevenir los desbalances pero existen los medios para minimizar los problemas de desbalance y así causar menos dolores de cabeza.

De nuevo, los desbalances son causados porque el flujo real a un punto de medición no iguala ni igualará las nominaciones programadas.

La mayor parte de los grupos de operaciones de tubería creen que los fleteadores deberían supervisar su negocio e impedir medidas de desbalances desde que el contrato del embarcador manifiesta que el responsable jurídico de entidad para la transferencia del gas es el dueño del contrato que toma la custodia del gas. Esta vista puede ser soportable en lenguaje de contrato pero, cuántos grupos de operaciones de tubería conoce que permitan a sus fleteadores cambiar físicamente los flujos a un punto de medida para poder balancear los flujos reales que componen las nominaciones?

Existen ciertas soluciones a este problema las cuales son: Acuerdos de equilibrio operacionales; servicios de balance de tuberías; y, para que la tubería monitoree la actividad diaria medida.

Un acuerdo de equilibrio operacional (OBA) es un acuerdo contractual entre las dos partes en un punto de medida para transferencia de custodia que permite a las partes distribuir todas las diferencias entre las nominaciones confirmadas y el flujo real según el OBA. Todos los contratos de fleteador en ese momento son enteramente guardados (nominaciones igualan el flujo real). El OBA no es un acuerdo para la comodidad operacional, pero es un acuerdo que simplifica el proceso de la contabilidad para los desbalances. Los grupos del OBA establecen un método para tratar el desbalance entre ellos.

Un **servicio de equilibrio de ducto** es donde un transportista guarda los acuerdos de transporte total pero distribuyen algunos de los costos de operación de la tubería a esta actividad y comprometen a los fleteadores para este servicio. Hay costos reales asociados a este servicio porque la tubería puede tener que comprar o vender gas para mantener el sistema equilibrado o utilizar inyecciones de almacenamiento de campo y retiros. También existen costos de combustible y equipamiento de la tubería asociados con este servicio.

CAPÍTULO 5: VENTAS DE GAS

Si una tubería no tiene un servicio de equilibrio u OBAs debe tomar un papel muy activo al controlar las medidas de flujo en una base diaria. ¿Son los flujos reales de recibo y entrega medidas que compaginan con las nominaciones, y si no es así, por qué no? El proceso supone conocer qué medidas históricas se acercan a los volúmenes nominados y que medidas no lo hacen, reuniendo los volúmenes diarios electrónicamente o por teléfono para cada medida y comparándolo con las nominaciones, y notificando a los fleteadores que sus nominaciones necesitan ser ajustadas inmediatamente o serán motivo de penalización. Todos los desbalances a las medidas deben ser negociados inmediatamente.

Las preguntas que normalmente se hacen cuando diariamente se monitorean las medidas son:

- ¿Por qué la medida está fuera del objetivo?
- ¿El desbalance puede suceder a fin de mes?
- ¿La diferencia diaria afecta la tubería y cómo?
- ¿Un cambio en las nominaciones podría golpear el objetivo mensual y poner el volumen diario sobre los máximos históricos?
- ¿Qué contrato es corto? ¿Qué se puede hacer si el contrato es largo?
- ¿El envío puede ayudar a llegar al objetivo?



5.5 Asignaciones

Después de que el gas ha fluido desde la cabeza del pozo hacia la boquilla del quemador, el transportista y los participantes están listos para asignar los flujos de gas y facturar los servicios que se ejecutaron.

- Las nominaciones han sido validadas.
- La disponibilidad de capacidad ha sido determinada
- Las restricciones de capacidad han sido determinadas en un nivel de contrato.
- Las nominaciones han sido rebalanceadas.
- El suministro de gas ha sido programado.
- Las entregas han sido confirmadas.
- La información programada ha sido transmitida a los operadores de los puntos de recibo y entrega y el control de gas de la tubería.
- La tubería ha sido operacionalmente preparada para cumplir con la actividad programada.
- Se han realizado los ajustes necesarios a las operaciones de tubería así como los flujos físicos son comparados con los flujos reales del gas.
- Después del día en que el gas fluye, el control de gas de la tubería corre los informes y evalúa cualquiera fuera de la actividad de equilibrio.
- Las correcciones a los flujos de gas tienen que realizarse a través del proceso de nominación para el equilibrio mensual.
- Los parámetros de asignación han sido confirmados para poner en marcha el proceso de asignación.

Conforme el gas se mueve de una instalación física a otra, esto es realizado a través de los puntos de transferencia de custodia. Las partes en un punto de transferencia de custodia no pueden poseer el gas pero son responsables del volumen de gas hasta que se recibe por el dueño del gas o entregado a otro participante.

El volumen del gas que fluye a través de esta transferencia de custodia es medurado en una estación de medición de gas. Aunque generalmente hay una estación por cada punto de transferencia de custodia puede haber más de un participante usando ese punto.

La estación de medición puede estar habilitada para medir el gas que fue adquirido de múltiples proveedores bajo contratos múltiples y es dirigido a clientes múltiples. Por lo tanto es a menudo necesario que el operador de medida de transferencia de custodia distribuya el volumen de gas que fluye a través de la medición por contrato. Este proceso de asignación es convenido por adelantado por los operadores de los puntos. Esto es mencionado como una distribución predeterminada.

CAPÍTULO 5: VENTAS DE GAS

Las asignaciones son necesarias porque los volúmenes medidos raramente son iguales a la suma de las nominaciones confirmadas a un punto de transferencia de custodia. Esta desigualdad requiere que sea determinado que transacciones de transferencia de custodia se cumplieran, y cuáles no.

Una asignación es usada cuando cualquier corriente medida de gas es poseída por uno o más grupos. La asignación del gas mezclado se ha presentado como uno de los retos más difíciles y significativos en la industria del gas natural.

Después de que el gas ha sido asignado, los desbalances, penalizaciones e intercambios de dinero son calculadas. Las declaraciones de equilibrio son enviadas a los diversos grupos y las facturas son enviadas para cualquier penalidad o intercambios de dinero que puedan ocurrir.

5.5.1 Proceso de asignación

La asignación es el método utilizado para distribuir un volumen específico del flujo en un punto de transferencia de custodia a un contrato dado. Determinar el volumen del gas atribuible a un contrato requiere la nominación, declaración de medida y las reglas de medidas de asignación.

Son cuatro artículos los que componen una asignación:

1. Nominación
2. Volumen real/medido
3. Método de asignación/reglas de medidas de asignación
4. Punto/ubicación

Las reglas de medida de asignación, que regulan el volumen de gas entregado a un punto especificado por los embarcadores, son proporcionados por el productor/operador por medidores de recibo y por las compañías de distribución locales o el mercado para medidas de entrega. En caso de que todo el gas programado para recibo y entrega en medidas específicas no iguale el flujo real, la regla de distribución determina la porción real atribuible a cada contrato.

Una Asignación Verdadera, es la asignación de una cantidad distribuida de gas a un punto específico de los varios contratos activos en ese momento durante un período de tiempo específico. Las asignaciones **verdaderas** no son finales hasta que los datos registrados en los puntos específicos de medición son integrados. La integración de datos es entonces utilizada para producir el flujo real.

Tiempos

Las asignaciones ocurren a todos los puntos de transferencia de custodia. Cuando los volúmenes medidos son disponibles, el proceso de asignación es ejecutado. Las distribuciones pueden ejecutarse en una base diaria o mensual según como los volúmenes medidos se vuelven disponibles. El que las asignaciones se lleven a cabo en una base diaria o una base mensual dependen de las provisiones de tarifa del transportista, intereses de negocio de los grupos envueltos en la transacción, las provisiones contractuales, y/o por un establecimiento negociado entre los operadores a un punto.

La asignación afecta el negocio de los operadores y embarcadores de interconexión por ambas partes de la medición, así cada uno de estos grupos tiene entrada en el uso de los métodos de asignación. El grupo que actualmente maneja la asignación es responsable de comunicar los métodos hacia todos los grupos envueltos y para cuando el volumen medido se vuelve disponible para comunicar los resultados.

La mejor manera para que la asignación sea comunicada es a través de una solicitud de nominación, para tener un lugar para registrar el método de asignación a cada medida que el servicio sea requerido. El fleteador anunciaría al transportista su arreglo de asignación particular a cada medida y el transportista, como parte del proceso de confirmación, compilaría todos los métodos pedidos de asignación y les remitirá al operador de interconexión. Al terminar el proceso de asignación los resultados serán comunicados nuevamente a todos los grupos envueltos en el proceso con los métodos ya preparados.

5.5.2 Tipos de métodos de asignación

La industria ha avanzado a usar las **Asignaciones Predeterminadas (PDA)**³⁸ a fin de que los grupos comprendan cómo se realizará la distribución de volúmenes antes de que el gas fluya y permita a los grupos expresarlo así en el método de asignación seleccionado.

Un PDA es un acuerdo previo al flujo del gas entre los dos operadores a un punto de transferencia de custodia sobre cómo las diferencias entre nominaciones y los flujos verdaderos se asignarán.

Existen muchos métodos de PDA diferentes que usan las compañías. Abajo se muestran algunos de los métodos más comunes:

Asignación de prorrateo (pro-rata) -- este método supone la asignación de recibo real y/o entregas estrictamente basándose en nominaciones confirmadas, con todos los embarcadores recibiendo una porción de prorrateo de cualquier sobre o bajo cantidades medidas a través del metro. El volumen total medido es multiplicado por la relación establecida tomando la nominación confirmada de cada individuo y dividiéndolo por la suma de las nominaciones confirmadas de los individuos aplicables.

³⁸ Pre-Determined Allocations por su uso en inglés.

CAPÍTULO 5: VENTAS DE GAS

Contrato oscilante "Swing"- un grupo (o grupos) designado es reconocido para tomar la "oscilación" a un punto de medición; es decir, cada variación entre las nominaciones agregadas confirmadas y la cantidad medida. El desbalance es todavía asignado a un contrato de fleteador. Una oscilación es similar a un método de rango, sin embargo las tuberías pueden usar diferentes métodos de asignación para reasignar las diferencias de carencia de medición si la parte del balance designado no puede absorber la escasez total.

Acuerdo de balance- todos los fleteadores conservados con todas las variaciones entre las nominaciones confirmadas y el flujo verdadero en la medición asignando para un acuerdo (OBA) de balance operacional entre los operadores a la medición. El acuerdo de equilibrio opera como un contrato oscilatorio, pero la variación se asigna a las partes físicas, no a los grupos contractuales (fleteadores).

Los beneficios de los acuerdos de equilibrio son:

- Los fleteadores se conservan completamente así que el número de desbalances es reducido
- Se reducen los ajustes del período previo
- Permite las facturas y pagos más puntuales
- Mejora la "comodidad de hacer negocios "
- Mejora el pronóstico del flujo de fondos
- Mejora la calidad y la relación con el cliente
- Existe un incentivo financiero para operar correctamente

Clasificar la asignación - a cada contrato es asignada una clasificación relativa para establecer una prioridad de más alta a más baja. Comenzando con el contrato de prioridad más alto, la nominación confirmada para cada contrato es asignada a ese contrato y se resta el total de volumen medido.

Si no hay suficiente volumen sin asignar para asignar las nominaciones confirmadas para el siguiente contrato de prioridad, todo el volumen que permanece sin distribuir es distribuido a ese contrato. Cualquier contrato con una prioridad inferior a la del último contrato distribuido no se asigna en ningún volumen.

Si, después de que todos los contratos han sido volúmenes distribuidos y ciertos volúmenes no asignados permanecen, todos los volúmenes no asignados son asignados a un contrato con más baja prioridad.

Primero a través de la medición-- los contratos rotulados "*Primero a través de la medición*", reciben completa asignación (nominaciones confirmadas = flujos verdaderos) antes de que cualquier otro contrato reciba cualquier flujo asignado. Si no hay un flujo verdadero por el medidor para cubrir las nominaciones confirmadas del "*primero a través*" de los contratos de medición, la escasez es prorrateada al *primero a través* de los contratos de medición (una forma de clasificar el método).

Asignación de título -- este método utiliza la propiedad de producción como la base para la asignación en los puntos de producción con propiedad múltiple y/o compromisos de contrato específicos de propiedad. Si todos los dueños de interés están vendiendo su gas durante cierto ciclo de negocios entonces los títulos son una vía justa para asignar gas a las solicitudes de transferencia de custodia.

Asignación suspendida-- este método provee para la distribución de volúmenes medidos sólo cuando hay un exceso de nominaciones confirmadas. Los fleteadores son asignados exactamente en la nominación confirmada y la producción excesiva es sostenida en una cuenta transitoria para la resolución futura.

Para cualquier asignación ejecutada, los métodos anteriores pueden ser utilizados en contratos diferentes. Ciertas tuberías utilizan una combinación de métodos más compleja incluyendo el prorrateo dentro de categoría y las oscilaciones múltiples hasta cierto nivel máximo tal como el contrato de calidad.

La combinación de los métodos de asignación a través de una serie de contratos es llamada *Esquema de asignación*. Este plan puede ser proporcionado en piezas de cada uno de los participantes relacionados pero para ello, se debe dar su aprobación así como el plan a usarse por ambos operadores de interconexión.

Esquemas de asignación

La combinación de los métodos de asignación a través de una serie de contratos es llamado un *Esquema de asignación*. Este plan se puede ser proveído en piezas por cada uno de los participantes envueltos, para ello se debe dar su aprobación así como el plan para ser usado por ambos operadores de interconexión.

Existen dos tipos de Esquemas de asignación:

Combinación es una situación de no-arreglo, varios tipos de los métodos de asignación son usados en conjunto en el mismo punto para establecer un PDA. Por ejemplo, la clasificación podría ser combinada en proporción para establecer una serie de nominaciones de prioridad y una asignación en proporción entre las nominaciones de no-prioridad.

Clasificación en series un acercamiento puede distribuir gas al nivel de operador, al nivel del productor, y finalmente al nivel de cliente usando las metodologías diferentes a cada fase. La asignación arreglada en series proporciona a cada productor, así como al operador, con la flexibilidad máxima para determinar cómo manejar sus transacciones específicas, determina una asignación apropiada del riesgo entre los grupos upstream y protege contra acciones inapropiadas de otros grupos

5.6 Concentración “Pooling”

Una concentración es un agregado de provisiones. Los transportistas están ofreciendo un servicio de recolección en que un proveedor de aprovisionamiento actúa como un agente o corredor a muchos fleteadores, reuniendo las provisiones de gas de interconexiones dentro del área de concentración y entrega gas a los fleteadores en los puntos específicos de concentración para el transporte adicional en la tubería.

Un concentrador puede ser un concentrador físico o un concentrador en papel. Un concentrador físico es un agregado de provisiones a un punto físico común bajo una concentración o acuerdo de transporte. Los honorarios son pagados bajo un acuerdo de físico. Un concentrador en papel es un agregado de provisiones en un punto teórico bajo un acuerdo de concentración especializado. Un concentrador en papel no sigue un flujo físico del gas. No hay honorarios asociados con el concentrador en papel.

Un fleteador **FT (FT shipper)** puede comprar de varias partes los acuerdos de concentrador. El gas agregado a los puntos de concentración lleva la misma prioridad en corrientes altas del concentrador como el confirmando en los contratos de corrientes bajas.

La contabilidad para un contrato de concentración (concentrador) se parece a la contabilidad para un contrato de OBA. Los beneficios son:

- La reducción neta en el esfuerzo del cuerpo administrativo para reservar y reconciliar las ventas del gas.
- Asignaciones para ventas y contratos de transporte se pueden completar más rápidamente ya que el proceso es el independiente de las asignaciones de producción en la cabeza del pozo.
- El registro de ventas y transporte de volúmenes es más consistente y confiable.
- El control sobre el proceso de contabilidad es mejorado desde todos los volúmenes a un punto de concentración reconciliado a nivel de un concentrador.
- La concentración minimiza desbalances de recibo y entrega en tuberías y las penalizaciones asociadas con ellos.

CAPÍTULO 6 MULTAS Y SANCIONES

6.1 Conductas sancionables

Las violaciones a las disposiciones del Reglamento de Gas Natural serán sancionadas administrativamente por la Comisión Reguladora de Energía tomando en cuenta la importancia de la falta, de acuerdo con lo siguiente:

- I. La falta de presentación de información requerida por la CRE en los términos del Artículo 108 y la infracción a lo dispuesto en los Artículos 52, 70 fracciones I a V; 71 fracción I; 88 y 93, se sancionará con multa de mil a veinticinco mil veces el importe del salario mínimo.***

Art 108, Requerimientos de información.

De acuerdo al Artículo 108 “Requerimientos de información” del Reglamento de gas natural; la CRE podrá requerir a PEMEX, a los importadores y exportadores de gas y a los permisionarios, la información suficiente y adecuada que determine mediante directivas en lo relativo a:

- Ventas de primera mano.
- Precios y tarifas.
- Volumen de ventas distintas a las de primera mano.
- Volumen de gas conducido y almacenado.
- Información corporativa, contable y financiera.
- Información sobre los contratos que celebren los permisionarios con relación a la prestación de los servicios.
- Circunstancias que afecten o pudieran afectar negativamente la prestación del servicio.
- Capacidad de los sistemas y asignación de la misma.
- Programas de mantenimiento y seguridad.
- Otras obligaciones establecidas en el reglamento de gas natural, en las normas oficiales mexicanas en las directivas.
- Las demás que la CRE considere necesarias.

Art 52, Modificación de los permisos.

La modificación de los permisos podrá iniciarse a instancia del permisionario y se sujetará al procedimiento previsto en la directiva³⁹ que al efecto expida la CRE. La capacidad establecida en el título del permiso de transporte podrá ampliarse mediante el incremento de la compresión sin necesidad de modificar el permiso. En tal caso, el permisionario deberá dar aviso a la C dentro del mes siguiente a que tenga lugar dicha ampliación.

³⁹ Disposición de carácter general expedida por la CRE, tales como criterios, lineamientos y metodologías, a que deben sujetarse las ventas de primera mano y las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas.

CAPÍTULO 6: MULTAS Y SANCIONES

Cuando la extensión o ampliación de la capacidad implique la construcción de nuevos ductos se requerirá la modificación del permiso.

Art 70, Obligaciones de los permisionarios en materia de seguridad.

En materia de seguridad, los permisionarios tendrán las obligaciones siguientes:

- Dar aviso inmediato a la CRE y a las autoridades competentes de cualquier hecho que como resultado de sus actividades permisionadas ponga en peligro la salud y seguridad públicas; dicho aviso deberá incluir las posibles causas del hecho, así como las medidas que se hayan tomado y planeado tomar para hacerle frente.
- Presentar a la Comisión, en un plazo de diez días contado a partir de aquél en que el siniestro se encuentre controlado, un informe detallado sobre las causas que lo originaron y las medidas tomadas para su control.
- Presentar anualmente, en los términos de las normas oficiales mexicanas aplicables, el programa de mantenimiento del sistema y comprobar su cumplimiento con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada.
- Llevar un libro de bitácora para la supervisión, operación y mantenimiento de obras e instalaciones, que estará a disposición de la Comisión.
- Capacitar a su personal para la prevención y atención de siniestros.

Art 71, Obligaciones específicas para la prestación de los servicios.

En la prestación de servicios, los permisionarios tendrán las obligaciones siguientes:

- Prestar el servicio de forma eficiente conforme a principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad

Art 88, Tarifas convencionales.

Cuando los permisionarios hayan pactado con los usuarios tarifas diferentes a las aprobadas, deberán informar a la CRE trimestralmente sobre las tarifas aplicadas durante el periodo inmediato anterior. La CRE podrá publicar información sobre las tarifas convencionales.

Art 93, Información de precios.

Los distribuidores deberán informar periódicamente a la Comisión sus precios y condiciones de adquisición de gas y los precios trasladados a los usuarios finales. La Comisión podrá publicar los precios trasladados a los usuarios finales.

II. La infracción a lo dispuesto en los Artículos 51, 66, 70 fracción VI, 71 fracciones II, III, VI, VII, VIII y IX, 77, 78 y 79, se sancionará con multa de mil a cincuenta mil veces el importe del salario mínimo.

Art 51, Gravámenes.

El titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución podrá gravar el permiso y los derechos derivados del mismo para garantizar obligaciones o financiamientos directamente relacionados con la prestación y extensión del servicio, así como deudas de su operación, previo aviso a la CRE con diez días de anticipación al otorgamiento de la garantía. Cuando el permiso o los derechos derivados del mismo sean gravados para otros fines, se requerirá de la autorización previa de la CRE.

Los sistemas no podrán ser gravados independientemente del permiso, ni viceversa. Cuando sea previsible un procedimiento de ejecución del gravamen, el permisionario deberá avisar inmediatamente a la CRE. El permisionario deberá dar aviso a la CRE de cualquier hecho o acto que ponga en riesgo su posesión o propiedad sobre los sistemas, en un plazo de tres días a partir de que tenga conocimiento de ello. Durante el procedimiento de ejecución de la garantía, el adjudicatario deberá designar un operador que, a juicio de la CRE, tenga la capacidad técnica necesaria para la prestación del servicio en nombre y por cuenta de aquél.

Art 66, Desagregación de servicios.

Los permisionarios que se encuentren en posibilidad de ofrecer más de una clase de servicios en los términos del Reglamento de Gas Natural, deberán distinguir cada servicio en forma separada y sin condicionar la prestación de uno respecto a otro o a la adquisición del gas, desagregando en la factura correspondiente el precio de adquisición del gas y las tarifas por cada uno de los servicios, de conformidad con las directivas que expida la CRE.

Art 70, Obligaciones de los permisionarios en materia de seguridad

- Proporcionar el auxilio que les sea requerido por las autoridades competentes en caso de emergencia o siniestro.

Art 71, Obligaciones específicas para la prestación de los servicios.

- Publicar oportunamente, en los términos que establezca la CRE mediante directivas, la información referente a su capacidad disponible y aquella no contratada
- Dar aviso inmediato a la CRE de cualquier circunstancia que implique la modificación de las condiciones en la prestación del servicio.
- Atender de inmediato los llamados de emergencia de los usuarios finales
- Informar oportunamente a la CRE sobre cualquier circunstancia que afecte o pudiera afectar negativamente la prestación del servicio.
- Abstenerse de realizar prácticas indebidamente discriminatorias.
- Responder a toda solicitud de servicio en el plazo de un mes a partir de su recepción, tratándose de los servicios de transporte o almacenamiento, y de diez días, tratándose de distribuidores.

CAPÍTULO 6: MULTAS Y SANCIONES

Art 77, Suspensión, restricción o modificación del servicio.

Cuando por caso fortuito o fuerza mayor el permisionario se vea en la necesidad de suspender, restringir o modificar las características del servicio, lo hará del conocimiento de los usuarios por los medios de comunicación con mayor difusión en las localidades de que se trate, indicando la duración de la suspensión, restricción o modificación, los días y horas en que ocurrirá y las zonas afectadas.

Cuando la suspensión, restricción o modificación de las características del servicio haya de prolongarse por más de cinco días, el permisionario deberá presentar para su aprobación ante la CRE el programa que se aplicará para enfrentar la situación. Dicho programa procurará que la suspensión, restricción o modificación del servicio provoque los menores inconvenientes para los usuarios y establecerá los criterios aplicables para la asignación del gas disponible entre los diferentes destinos y tipos de usuarios.

Art 78, Aviso de suspensión.

Cuando la suspensión se origine por “trabajos necesarios para el mantenimiento, ampliación o modificación de sus obras e instalaciones, previo aviso a los usuarios”, el permisionario deberá informar a los usuarios, a través de medios masivos de comunicación en la localidad respectiva, y de notificación individual tratándose de industrias y hospitales. En cualquier caso, dicho aviso se dará con no menos de cuarenta y ocho horas de anticipación al inicio de los trabajos respectivos, indicándose el día, hora y duración de la suspensión del servicio y la hora en que se reanudará, debiéndose indicar con claridad los límites del área afectada. La falta de aviso dará lugar a que el permisionario incurra en responsabilidad.

El permisionario procurará que los trabajos a que se refiere el párrafo anterior se hagan en las horas y días en que disminuya el consumo de gas, para afectar lo menos posible a los usuarios.

Art 79, Bonificación por fallas o deficiencias.

En caso de suspensión del servicio ocasionada por causas distintas a:

- Caso fortuito o fuerza mayor;
- Fallas en las instalaciones del usuario o mala operación de su instalación;
- Trabajos necesarios para el mantenimiento, ampliación o modificación de sus obras e instalaciones, previo aviso a los usuarios, o
- Por incumplimiento del usuario a sus obligaciones contractuales.

El permisionario deberá bonificar al usuario, al expedir la factura respectiva, una cantidad igual a cinco veces el importe del servicio que hubiere estado disponible de no ocurrir la suspensión y que el usuario hubiere tenido que pagar. Para calcular dicho importe se tomará como base el consumo y el precio medios de la factura anterior. Dicho mecanismo deberá establecerse en las condiciones generales para la prestación del servicio.

III. La infracción a lo dispuesto en los Artículos 58, 63, 64, 65, 67, 68, 71 fracción IV, 73, 74 y 83, se sancionará con multa de mil a cien mil veces el importe del salario mínimo.

Art 58, Continuidad del servicio.

En supuesto de que:

- El vencimiento del plazo establecido en el permiso o de la renovación que, en su caso, se hubiere autorizado;
- La terminación anticipada solicitada por el permisionario y autorizada por la Comisión conforme a este Reglamento;
- El acaecimiento de una condición resolutoria.

Y en caso de transferencia, los permisionarios deberán garantizar la continuidad del servicio, no pudiendo suspender operaciones hasta que las asuma un nuevo permisionario, quien deberá adquirir el sistema correspondiente. En caso de revocación del permiso o abandono del servicio, la Comisión solicitará a la Secretaría la aplicación de las medidas necesarias para asegurar la continuidad del servicio, en los términos de las disposiciones aplicables.

Art 63, Obligación de acceso abierto.

Los permisionarios deberán permitir a los usuarios el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a los servicios en sus respectivos sistemas, de conformidad con lo siguiente:

- El acceso abierto y no indebidamente discriminatorio estará limitado a la capacidad disponible de los permisionarios;
- La capacidad disponible a que se refiere la fracción anterior se entenderá como aquella que no sea efectivamente utilizada, y
- 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.

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

Art 64, Interconexión entre permisionarios.

Los permisionarios estarán obligados a permitir la interconexión de otros permisionarios a sus sistemas, cuando:

- Exista capacidad disponible para prestar el servicio solicitado.
- La interconexión sea técnicamente viable.

CAPÍTULO 6: MULTAS Y SANCIONES

Art 65, Extensiones y ampliaciones.

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.
- 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.

Art 67, Prohibición de subsidios cruzados.

Los permisionarios no podrán subsidiar la prestación de un servicio mediante las tarifas de otro o a través de la comercialización de gas, ni subsidiar ésta mediante tarifas.

Los permisionarios deberán informar a la CRE sobre los términos y condiciones de sus operaciones de comercialización, conforme al Artículo 108⁴⁰.

Art 68, Separación de sistemas contables.

Los permisionarios deberán separar la información financiera relativa a la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, así como a la comercialización de gas, de tal forma que se puedan identificar para cada uno de ellos los ingresos, los costos y los gastos de operación.

Petróleos Mexicanos deberá identificar, además, la información financiera relativa a las ventas de primera mano, desagregando en cada caso el precio del gas en las plantas de proceso, la tarifa de transporte respectiva y otros servicios que proporcione, de conformidad con lo establecido en el Artículo 10⁴¹.

A efecto de facilitar el control y la transparencia en la regulación de los servicios permisionados y las ventas de primera mano, la CRE expedirá directivas con relación al sistema contable a que deberán sujetarse los permisionarios.

Art 71, Obligaciones específicas para la prestación de los servicios.

- Contratar y mantener vigentes los seguros establecidos en el título del permiso para hacer frente a las responsabilidades en que pudieran incurrir.

⁴⁰ Art 108, Requerimientos de información.

⁴¹ Art 10, Contratos de Ventas de Primera Mano.

Art 73, Supresión de fugas.

Los distribuidores están obligados a proporcionar directa o indirectamente el servicio de supresión de fugas a los usuarios finales, quienes cubrirán los gastos ocasionados por aquéllas que se produzcan en sus instalaciones.

Art 74, Inicio de las obras y de la prestación del servicio.

Los permisionarios deberán iniciar las obras correspondientes dentro de los seis meses siguientes a la fecha de expedición del permiso y dar aviso a la CRE del inicio de dichas obras con quince días de anticipación. Los permisionarios podrán solicitar a la Comisión, por causa justificada, una prórroga para iniciar las obras respectivas.

Antes de iniciar sus operaciones, los permisionarios deberán contar con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada en los términos de la legislación aplicable y dar aviso a la CRE sobre la fecha de inicio de la prestación del servicio con quince días de anticipación.

Art 83, Tarifas indebidamente discriminatorias.

Las tarifas que aplique el permisionario no podrán ser indebidamente discriminatorias o estar condicionadas a la prestación de otros servicios.

IV. *La realización de actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas sin el permiso correspondiente otorgado previamente por la CRE, así como la suspensión de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución por causas distintas a las que se refiere el Artículo 76, se sancionará con multa de veinticinco mil a cien mil veces el importe del salario mínimo.*

Art 76, Suspensión sin responsabilidad.

El permisionario no incurrirá en responsabilidad por suspensión del servicio, cuando ésta se origine por:

- Caso fortuito o fuerza mayor.
- Fallas en las instalaciones del usuario o mala operación de su instalación.
- Trabajos necesarios para el mantenimiento, ampliación o modificación de sus obras e instalaciones, previo aviso a los usuarios.
- Por incumplimiento del usuario a sus obligaciones contractuales.

Para los efectos de las anteriores sanciones, se entenderá por salario mínimo, el salario mínimo general diario vigente en el Distrito Federal en la fecha en que se incurra en la falta.

Las sanciones señaladas en este capítulo se aplicarán sin perjuicio de la responsabilidad civil o penal que resulte y, en su caso, de la revocación del permiso.

6.2 Tipos de desbalances y multas asociadas

Como se discutió antes, debido a las diferencias inherentes entre el flujo de volumen real en una estación de medición contra los volúmenes nominados, el asunto de desbalances es una parte constante de la actividad diaria del manejo profesional de gas. Estos desbalances deben controlarse y ser repartidas continuamente a fin de minimizar el riesgo a multas económicas en las que se podría incurrir.

Contabilidad para desbalances y multas suponen:

- Determinar el desbalance reuniendo la documentación tales como declaraciones del desbalance de tubería, recibo y declaraciones de distribución de entrega y los registros internos de desbalance.
- Valuando el desbalance usando un índice de tarifas, CPPMV de tubería (costo de peso promedio de las mercancías vendidas), PVPP (precio de venta de peso promedio), el costo de producción o cualquier otro método apropiado.
- Determinar multas o intercambios de dinero si se incurre en ellos.
- Verificar el desbalance o penalizaciones facturadas o reportadas mediante la validación por grupos de control de gas, provisiones de tarifa y documentación.
- Reconciliación de algunas diferencia entre la declaración del desbalance de la tubería y los registros internos.
- Resolver el desbalance mediante el intercambio de dinero, desbalance del excedente comercial o de tipo volumétrico.
- Reportar de desbalances, multas y volúmenes verificados.

Desbalances

Un desbalance se aplica a la ejecución de una o más de las partes de un acuerdo. Si alguna parte no logra encontrar sus obligaciones un desbalance ocurrirá.

Los dos tipos más comunes de desbalances son:

Un punto operacional del desbalance es la diferencia entre el flujo real y el flujo nominado a un punto de transferencia de custodia (medido).

Un desbalance de transporte es la diferencia entre los recibos netos (el total de los recibos restando el combustible) y el total de entregas bajo un contrato de transporte específico. El desbalance de transporte es entre el fleteador y el transportista y puede estar compuesto en especie o en efectivo según la tarifa del transportista.



Ilustración 16.- Desbalances

Nom: Nominado
Act: Actual (volumen verdadero)

Multas asociadas a desbalances

Hay multas asociadas con estos tipos de desbalances:

Una multa programada o planeada es una multa cobrada por el transportista cuando los flujos reales medidos de transferencia no igualan el volumen nominado. La multa puede ser diaria o mensual y usualmente existe un nivel de tolerancia de modo que cualquier retraso o anticipo medido dentro del nivel de tolerancia no significará una multa. Aunque la multa es a menudo específicamente medida, puede evaluarse también al nivel del contrato del fleteador (el total de flujos para todas las mediciones, comparados con el total de los volúmenes nominados para todas las mediciones).

CAPÍTULO 6: MULTAS Y SANCIONES

Ejemplo:

Metro No.-95	El flujo real = 45,000	Tolerancia = 10% diariamente
	Nominación de Flujo = 40,000	Multa = \$.20/mmbtu
El Desbalance Operacional	$45,000 - 40,000 = 5,000$	
Nivel de tolerancia diario	$40,000 \times 10\% = 4,000$	
Programación de la multa	$(5,000 - 4,000) \text{ la} \times \$.20 = \200	

Una multa de desbalance es una multa evaluada por el transportista en el fleteador para los desbalances de transporte diario o mensual que excedan un nivel de tolerancia pre-aprobado. Los factores más comunes de tolerancia son 10% diariamente y 5% mensualmente. La multa es usualmente igual a las tarifas de transporte interrumpible pertinente al contrato.

Ejemplo:

Contrato ABC	Recibos = 450,000	Tolerancia = 5% mensualmente
	Combustible = 15,000	Tasa de transportación IT = \$.50
	Entregas = 405,000	

El desbalance de transportación $(450,000 - 15,000) - 405,000 = 30,000$

El nivel de tolerancia mensual $405,000 \times 5\% = 20,250$

El desbalance de la multa $(30,000 - 20,250) \text{ la} \times \$.50 = \$4,875$

Las tuberías deben dar a sus embarcadores información de desbalance y flujo en una base diaria a fin de facturar cualquier tipo de multa asociado con el desbalance.

Órdenes de flujo operacional

Una orden de flujo operacional (OFO) es una instrucción emitida por el transportista durante períodos de operación turbulentos para alterar los patrones de flujo de entrega y de varios recibos. Las tuberías emitirán un OFO para mantener la integridad operacional de sus sistemas.

Cuando un OFO es emitido por la tubería, un período de tiempo se incluye en orden para las partes afectadas para cumplir con la orden. Si la orden no es cumplida, el transportista puede facturar a la parte que falló una multa que se establece como una relación "dinero por MMBtu".

6.3 Ejercicio de equilibrio/penalización

En enero, Pemex entró en un estricto contrato de ventas Petroquímicas (el operador entrega la producción medida) y un contrato de compra (el operador que recibe la producción medida). El Marketing de Pemex nominó (y había confirmado) 165,900 MMBtu para ser dados a Petroquímica, pero Petroquímica tomó sólo 142,200 MMBtu. El Marketing de Pemex nominó (y había confirmado) 170, 679 MMBtu para compra.

PGPB ordena acuerdos de OBA con sus operadores de medición y tiene un mecanismo de intercambio de dinero obligatorio de severas penalizaciones.

Si el operador toma más gas del nominado, y debe gas a PGPB al final del mes, el operador comprará el gas de PGPB.

Si el fleteador toma menos gas del nominado, causando que PGPB deba gas al operador, PGPB comprará el gas del operador.

Si el desbalance está dentro del 3% de las nominaciones confirmadas totales al punto de medición, PGPB comprará y venderá el desbalance al precio de contado promedio mensual.

Si el desbalance es más grande que 3%, la porción del desbalance sobre el 3% será cobrado en efectivo el exterior usando los cálculos de multa siguientes:

PGPB compra el desbalance del operador:

0 - 3% 100% del precio de contado mensual promedio
Más del 3% 50% del precio de contado mensual promedio

PGPB vende el desbalance al operador:

0 - 3% 100% del precio de contado mensual promedio
Más del 3% 150% del precio de contado mensual promedio

Precios de contado para enero

Semana 1	\$ 2.15 MMBtu
Semana 2	\$ 2.34 MMBtu
Semana 3	\$ 2.50 MMBtu
Semana 4	\$ 2.05 MMBtu
Mensual Promedio	\$ 2.26 MMBtu

DECLARACIÓN DE ENTREGA MEDIDA

Día	Volumen Nominado (ft3)	Flujo Real (ft3)
1	5,352	5,352
2	5,352	5,352
3	5,352	5,352
4	5,352	5,352
5	5,352	5,352
6	5,352	5,352
7	5,352	5,352
8	5,352	5,352
9	5,352	5,352
10	5,352	5,352
11	5,352	5,352
12	5,352	7,501
13	5,352	6,790
14	5,352	7,235
15	5,352	5,352
16	5,351	5,352
17	5,351	5,784
18	5,351	990
19	5,351	5,352
20	5,351	5,352
21	5,351	150
22	5,352	0
23	5,352	3,450
24	5,350	1,860
25	5,352	5,352
26	5,350	5,352
27	5,352	5,552
28	5,350	5,352
29	5,352	5,352
30	5,352	1,200
31	5,352	0
Total	165,900	142,200

Tabla 10.- Ejemplo de Declaración de entrega medida

6.4 El proceso de contabilidad y facturación

La contabilidad de gas es el registro de las transacciones que tienen lugar para la compra, venta y transporte del gas natural. La contabilidad de gas incluye la medida, distribución, valoración, distribución, y presentación de informes de los volúmenes de gas, así como las entradas requeridas de contabilidad en los libros financieros.

1. **Medida**
2. **Distribución**
3. **Valuación**
4. **Distribución**
5. **Presentación de informes**

La contabilidad del gas conlleva:

- Reunir y verificar volúmenes y datos
- Realizar distribuciones
- Verificar las tarifas para la compra, venta, y transportación del gas
- Calcular los desbalances de transportación, multas e intercambio de dinero
- Calcular cualquier lleve-o-pague, contratos mínimos o multas de pago tardío
- Autorizar ventas, compra, y facturas de transportación para el pago
- Calcular y enviar ventas, compra, y facturas de transportación
- Reconciliación de todas las discrepancias que puedan ocurrir

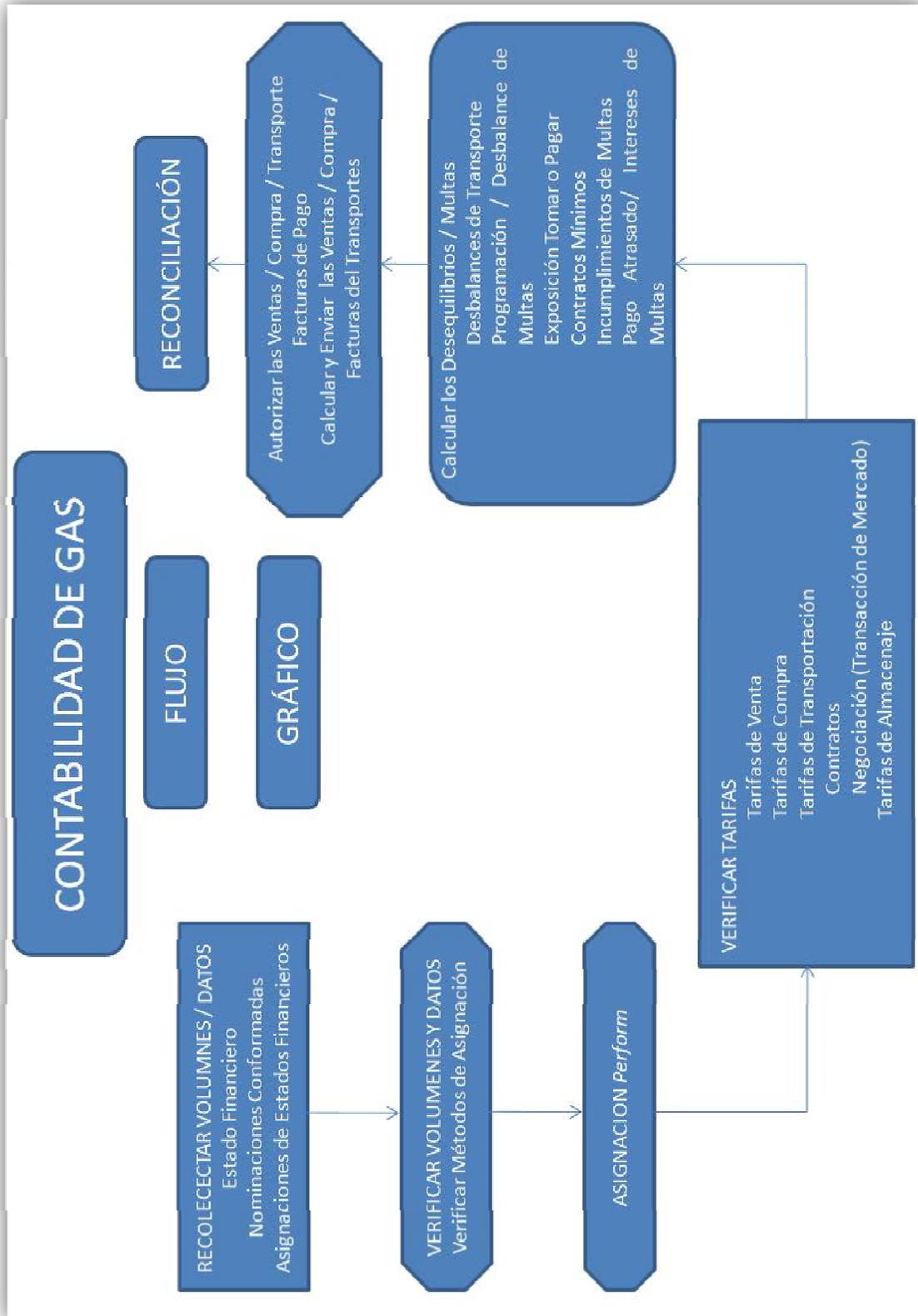


Ilustración 17.- Contabilidad de gas

Responsabilidad de los participantes en la industria

El papel de cada participante en la contabilidad de gas depende de quién tiene la información y quién esté o deba ser equipado para ejecutar el servicio. Escribiendo contratos o documentos de dicho entendimiento deben ser usados para asegurar que todos los servicios requeridos serán llevados a cabo y que los servicios duplicados serán minimizados.

Lo siguiente es una lista de las actividades de contabilidad para los participantes:

PRODUCTOR

- Estado
- Comisiones
- Calcular y remitir derechos de autor que hagan caso omiso
- Calcular y remitir otros pagos especiales requeridos por el acuerdo de arrendamiento
- Preparar informes
- Informes tributarios
- Informes de autoría
- Informes de autoría Federal e India
- Administrar los acuerdos de ventas
- Facturar la venta del gas al Primer Comprador
- Coordinar con el Primer Comprador y Transportador
- Asegurar que el acuerdo de transportación está en su lugar correcto

PRIMER COMPRADOR / VENDEDOR

- Determinar el valor del gas comprado para la fuente operadora o productor
- Remitir los impuestos locales (pago y presentación de informes)
- Pagar factura de ventas por el gas comprado
- Asegurar que la compra del gas, ventas y acuerdos de transportación estén en orden
- Facturar la venta del gas al mercado
- Pagar factura de transportación a la tubería
- Pagar multas de balance e intercambio de dinero si se incurre en tal

OPERADOR

- Medir volúmenes
- Asegurar la transportación, tratamiento, procesamiento y/o acuerdos de deshidratación estén en orden
- Preparar declaraciones de distribución y equilibrio para dueños interesados
- Preparar los informes de operador
- Pagar e informar de los impuestos de separación locales
- Facturar a dueños interesados por los impuestos pagados
- Pago a productores por el gas vendido, a menos que el productor haya sido pagado directamente por el Primer Comprador
- Factura por venta de gas al Primer Comprador

CAPÍTULO 6: MULTAS Y SANCIONES

TUBERÍA

- Medir volúmenes
- Preparar las declaraciones de volumen por metros poseídos
- Preparar declaraciones de distribución y equilibrio
- Preparar la declaración de la disminución, reunión, y combustible de transportación
- Pagar factura de ventas por el gas comprado
- Preparar las facturas por las ventas de gas
- Preparar las facturas por la transportación realizada
- Calcular y facturar las multas e intercambios de dinero

VENDEDOR / USUARIO FINAL

- Pagar factura de ventas por el gas comprado
- Coordinar con Primer Comprador, tubería y productor/operador para asegurar que la compra, las ventas y los acuerdos de transportación estén en orden

Medida de Gas

La mercancía conocida como gas natural es diferente de cualquiera otra mercancía que conocemos. El volumen o unidades del gas que son compradas hechas a la fuente, nunca son las mismas moléculas que se consumen finalmente.

Como el gas natural entra al sistema, se mezcla completamente con el producto que está ya en el sistema. Nosotros tenemos que depender en la medida del gas para explicar cuanto entró al sistema y cuanto fue extraído del mismo para el consumo final. Esperamos que lo que haya sido puesto, será devuelto a nosotros en una cantidad igual.

La medida de gas volumétrica representa la forma de medición aceptada para el gas que entra y sale del sistema. La medición del gas es complicada debido a las diferentes normas de medida del estado y federales y las características del gas. El volumen varía según la presión, temperatura, supercompresibilidad y las condiciones de gravedad. Por lo tanto, los volúmenes medidos se deben convertir a volúmenes a un conjunto estándar de condiciones.

Varios métodos son usados para medir el gas. El más importante y ampliamente utilizado es de medidor de orificio. Este método registra el flujo de gas ejercido mediante diferenciales de presión. *Al fluir el gas por la placa de orificio, su presión decae, a esta caída de presión se le conoce como el diferencial de presión.* Los datos son registrados en un mapa y convertidos a pies cúbicos estándar usando factores de conversión en base al tamaño de la línea, el tamaño del orificio, la temperatura corriente, flujo de presión, gravedad específica, presión diferencial, presión base y temperatura base. Las condiciones estándar generalmente son 60 °F a una presión de 14.65 psia.

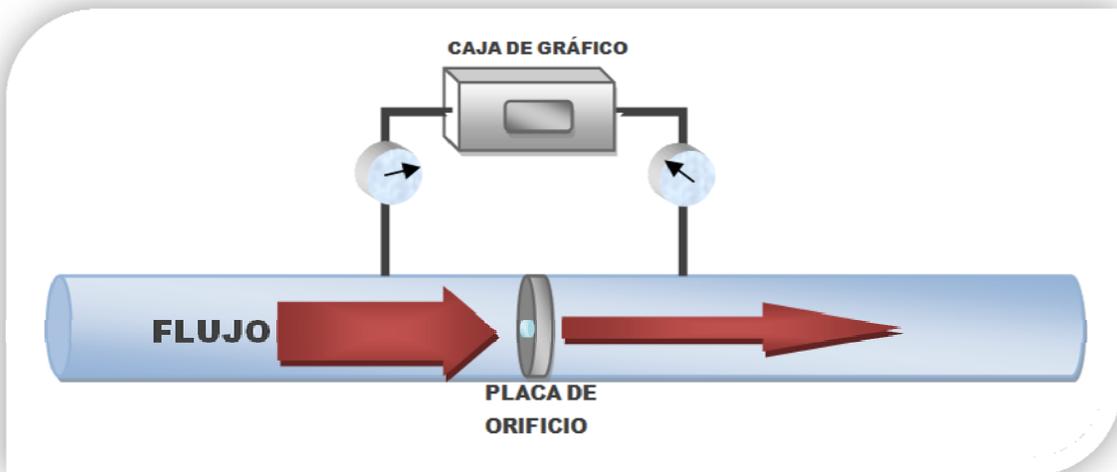


Ilustración 18.- Medidor de Placa de Orificio

Otros dispositivos de medición son usados tales como medidores ultrasónicos, medidores de turbina, medidores de diafragma, medidores rotativos y los medidores de desalajamiento positivos.

El papel para cartografía y *Computadoras de Flujo electrónico (CFE)* son usadas para registrar los flujos de gas. Las computadoras de flujo electrónico usadas en conjunto con un orificio o medidor de turbina proporcionan instantáneas y continuas mediciones de los volúmenes.

El CFE es un sofisticado y más preciso sistema de medición y registro de flujo electrónico y cuenta con un microprocesador que proporciona a las compañías una medida de flujo exacta y oportuna. El CFE tiene un impacto económico directo en la línea fundamental de la compañía. El CFE mejora la eficiencia, la seguridad y el cuidado ambiental para compañías así como les permite seguir siendo competitivo en la siempre creciente complejidad de la industria del gas.

CFE también reduce discrepancias entre los datos operacionales (usado por las tuberías para monitorear y controlar flujos durante el mes) y dando cuenta de los datos (usado para facturar).

Algunas de las diferencias entre datos operacionales y datos de contabilidad son:

- El factor de Btu usado bajo el contrato para facturación es diferente del factor real de Btu
- El combustible calculado es diferente del combustible medido
- Las diferentes entidades jurídicas (daisy chains⁴²)
- Habilidad de escoger el momento oportuno en hacer cálculos de los flujos medida de mapa contra medida de CFE
- Los volúmenes distribuidos son usados para el pago por términos de contrato en lugar de los flujos reales
- Los factores de ecuación supuestos usados para calcular el flujo son diferentes a los factores establecidos en el contrato

⁴² Cadena de Margaritas*

Estas diferencias en los datos son algunos de los factores primarios en cuanto a la conciliación, llegando a un acuerdo concerniente a todas las discrepancias entre el uso dado a los datos/volúmenes con propósitos de factura contra el uso dado a los datos/volúmenes para pagar las facturas.

Conciliación o acuerdo

Conciliación es el proceso de dos partes logrando un acuerdo concerniente cualquier discrepancia en precios, volúmenes, nominaciones, distribuciones, desbalances, multas, etc.

La conciliación toma un tanto de la cooperación entre las partes en disputa. Si se siguen los procedimientos abajo mencionados, entonces el proceso de conciliar puede ser algo más fácil.

- ❖ Normalización
- ❖ Comunicación
- ❖ Utilización
- ❖ Documentación

6.5 Importancia de los datos reales para la facturación

Es muy importante que todas las nominaciones, confirmaciones y los volúmenes programados sean documentados y almacenados para futura referencia. Inevitablemente, las facturas o cuentas se disputarán por un cliente así, la documentación será la pista de auditoría e información de respaldo.

También, después de que las distribuciones hayan sido ejecutadas basado en los métodos acordados entonces, la decisión se debe hacer ya sea facturar usando los volúmenes distribuidos, volúmenes nominados, o los volúmenes reales. De nuevo, la documentación es la clave para minimizar preguntas, problemas y disputas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- i. La demanda del gas natural en México prevé que los requerimientos de abastecimiento de este combustible sean mayormente enfocados para la generación de energía eléctrica en diversas regiones del país y deje de ser el sector petrolero el mayor consumidor de gas natural para sus propios usos.
- ii. Para los sectores industrial, residencial y de servicios, no se visualiza un crecimiento significativo en sus requerimientos de este hidrocarburo, sin embargo, el gas natural posee un gran potencial de crecimiento en estos sectores para los años venideros, debido a los actuales problemas ambientales, desde el punto de vista de que el gas natural provoca menos emisiones contaminantes tras la combustión, cuando se compara con el resto de los combustibles fósiles; por lo tanto, el gas natural puede expandir su mercado aprovechando las futuras normatividades de control de emisiones, sobre todo para los vehículos automotores, que buscan sistemas de energía alternativos, y que actualmente en las grandes ciudades son una de las principales causas de emisiones contaminantes a la atmósfera.
- iii. En México, la oferta de gas nacional se ve limitada por consecuencia de los usos de este recurso en la industria petrolera, sin embargo, una mayor demanda por usos alternos (de los sectores industrial, automotriz, etc.) de este combustible, podría provocar un aumento sensible en su precio que alentaría a realizar inversiones en infraestructura de proceso, transporte y almacenamiento en zonas donde el gas natural está siendo desaprovechado por no contar con las instalaciones necesarias o suficientes para poder colocarlo en la oferta del mercado de gas mexicano.
- iv. La demanda nacional de gas natural experimentará un potencial crecimiento promedio anual de 3.3% en los próximos 8 años, ésta demanda deberá ser cubierta por importaciones de dicho combustible, entre las que destacan las importaciones de GNL proveniente de Nigeria, Qatar, Egipto y Trinidad y Tobago. Por lo cual puede destacar la conveniencia de realizar inversiones para infraestructura de regasificación de GNL en zonas estratégicamente seleccionadas, como lo son las Terminales Altamira, Ensenada y Manzanillo, que puedan contribuir al fortalecimiento de la economía local y consecuentemente, propicien el aumento del uso de este combustible a nivel regional.
- v. El escenario medio de oferta propuesto por Pemex Exploración y Producción, reconoce los perfiles de producción de la cartera de proyectos, considerando el desarrollo de reservas incorporadas por la actividad exploratoria e inversiones para exploración y explotación; el crecimiento en el nivel de producción provendrá de cuencas terrestres y un incremento en las actividades tanto en aguas someras como en aguas profundas que PEP tiene planeadas, así como también considera la importación de gas a través de gasoductos interconectados con Estados Unidos.

Recomendaciones

- i. De acuerdo a la situación actual, alentar el uso del gas natural en la industria automotriz, sería una situación conveniente tanto para esta industria, como finalmente para sus consumidores, ya que día a día las personas buscan medios más eficientes de transporte que requieran una menor inversión de capital en cuanto a consumibles se refiere, y que además traigan consigo beneficios sociales y ambientales.
- ii. Destacando que en la industria del autotransporte, el gas natural no se limita a ser un recurso combustible para los motores de combustión interna, sino que también tiene la capacidad de generar energía eléctrica cuando se utiliza en celdas de combustible; dichas celdas de combustible proporcionan energía eléctrica mientras se les suministre combustible (gas natural o GNL) prácticamente sin contaminar. Estas celdas proporcionan rendimientos más elevados en comparación con los rendimientos obtenidos en motores tradicionales, debido a que el combustible es directamente transformado en electricidad y produce más energía a partir de la misma cantidad de combustible (eficiencia eléctrica de aproximadamente 40%). En un futuro, aprovechar el gas natural para estos fines, será altamente provechoso para la industria nacional del gas, dado que sin duda esta será una importante opción de generación de energía, que además puede ser utilizada en los sectores residencial y de servicios; lo anterior sin dejar de mencionar los usos del gas natural en la Industria Petroquímica nacional.

Si bien hoy en día esta tecnología no es explotada comercialmente debido a los altos costos de la producción de energía en celdas (que rondan los us\$ 1000 por Kw/h), ciertamente como consecuencia de un aumento paulatino en la demanda de este tipo de productos, llegará también el desarrollo de tecnologías más eficientes y económicas para la producción de celdas de combustible.

En cuanto al uso eficiente de energía se refiere, se sabe que los sectores petrolero y eléctrico han sido los consumidores más importantes del gas natural en el país y se prevé que en la próxima década lo sigan siendo, por lo cual los programas de ahorro de energía enfocados a este sector, deberán adquirir particular relevancia entre la gama de mecanismos para controlar el crecimiento de la demanda de dicho combustible. Los programas de eficiencia energética en estos sectores pueden significar un aumento en su productividad, mejoras para el medio ambiente, al mismo tiempo que se difunde la cultura del cuidado de la energía entre la población en general.

- iii. Para obtener resultados exitosos en un mejor uso para el gas natural, se deberá dar cabal cumplimiento a la normalización de eficiencia energética implementada por la CONAE ⁴³. En este sentido, con la elaboración y aplicación de Normas Oficiales Mexicanas (NOMs) de eficiencia energética, se regularán más estrictamente los consumos de energía en aquellos sistemas y equipos que, por su demanda energética y número de unidades operantes en el país, provocan que el gas natural tienda a ser consumido en la generación de energía eléctrica, en vez de alentar su uso en procesos productivos para su transformación en productos terminados con valor agregado..

⁴³ Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

GLOSARIO

Almacenamiento	La actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas natural, que se deposita en instalaciones fijas distintas a los ductos.
Autoabastecimiento	Producción de electricidad destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales o del conjunto de los copropietarios o socios.
Calidad del gas natural	Composición y conjunto de características físicoquímicas que posee el gas natural de acuerdo con las propiedades siguientes: poder calorífico, índice Wobbe; densidad, factor de compresibilidad; densidad relativa y puntos de rocío.
Cargo por capacidad	Porción de la tarifa basada en la capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda máxima en un periodo determinado.
Cargo por servicio	Porción de la tarifa asociada con los costos inherentes a la prestación del servicio de transporte, almacenamiento y distribución para un usuario específico.
Cargo por uso	Porción de la tarifa basada en la prestación del servicio que refleja el uso del sistema de acuerdo al volumen de gas conducido o consumido a cuenta del usuario.
Combustible	Material que, al combinarse con el oxígeno, se inflama con desprendimiento del calor. Sustancia capaz de producir energía por procesos distintos al de oxidación (tales como una reacción química), incluyéndose también los materiales fisionables y fusionables.
Compresión	Energía mecánica que se aplica al gas natural para su transporte a grandes distancias en mayor volumen.
Derecho de vía	Franja de terreno donde se alojan las tuberías, requerido para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los ductos para el transporte de gas natural.
Directivas	Disposiciones de carácter general expedidas por la CRE, tales como criterios, lineamientos y metodologías, a que deben sujetarse las ventas de primera mano y las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas.
Día de gas	Periodo consecutivo de 24 horas que comienza a las 9:00 horas de un día determinado y termina a las 9:00 horas del día siguiente tiempo del centro de México.

Distribución	Actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas natural por medio de ductos dentro de una zona geográfica.
Distribuidor	Titular de un permiso de distribución.
Ducto(s)	Sistema de tuberías para transportar y distribuir el gas natural
Gas licuado del petróleo (gas LP)	Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por butano y propano.
Gas natural	Mezcla gaseosa que se extrae asociada con el petróleo o de los yacimientos que son únicamente de gas. Sus componentes principales en orden decreciente de cantidad son el metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos. Cuando se extrae de los pozos, generalmente contiene ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y vapor de agua como impurezas. Las impurezas se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes o absorbentes. Para poderse comprimir y transportar a grandes distancias es conveniente separar los componentes más pesados, como el hexano, pentano, butanos y propano y en ocasiones el etano, dando lugar estos últimos a las gasolinas naturales o a los líquidos del gas natural, para lo cual se utilizan los procesos criogénicos.
Gas natural comprimido	Gas natural seco almacenado a una presión de 200-250 atmósferas en estado gaseoso en un recipiente.
Gas natural licuado	Gas natural compuesto predominantemente de metano (CH ₄), que ha sido licuado por compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento.
Gasificación	Producción de combustible gaseoso a partir de combustible sólido o líquido.
Gasoducto	Sistema o conjunto de instalaciones que sirven para transportar el gas natural, procedente de los centros productores o de las plantas de tratamiento y utilización de gases, a los centros de distribución o a los usuarios de grandes volúmenes.
Importaciones por balance	Importaciones para cubrir el déficit entre la oferta y la demanda, en el Sistema Nacional de Gasoductos de PGPB.
Importaciones por logística	Son aquellas que se realizan en puntos fronterizos con el fin de abastecer demanda que no puede tener acceso a producción nacional, por infraestructura o costos de transporte.
Mercado Spot	Mercado internacional en el que gas natural, el petróleo o derivados se intercambian para entrega inmediata al precio vigente.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Netback	Método para determinar el precio del gas natural en el punto de entrada al mercado, ya sea en la frontera por donde se importa o en la región productora. El precio se calcula partiendo del precio final al consumidor, menos el descuento de los costos de transporte y distribución.
Normas Oficiales Mexicanas	Normas de carácter obligatorio que expiden las dependencias competentes sujetándose a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
Permisionario	Titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución.
Pie cúbico	Unidad de volumen del sistema inglés que se utiliza para medir el gas natural en su estado gaseoso. Aproximadamente, un pie cúbico de gas natural es igual a 1,000 unidades térmicas británicas en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.
Poder calorífico	Es la cantidad de calor liberado por unidad de masa, o por unidad de volumen, cuando una sustancia es quemada completamente. Los poderes caloríficos de los combustibles sólidos y líquidos se expresan en calorías por gramo o en BTU por libra. Para los gases, este parámetro se expresa en kilocalorías por metro cúbico o en BTU por pie cúbico
Precio ajustado por costos de transporte	Precio que resulta de tomar una referencia de mercado y ajustarla por los costos de conducir el gas al punto de venta.
Precio máximo de adquisición	El cargo máximo que los distribuidores podrán hacer a los usuarios finales por los conceptos de adquisición, transporte y almacenamiento de gas.
Punto de arbitraje	Punto geográfico donde coinciden los flujos de gas importado y nacional.
Región Marina Noreste	Se localiza en el sureste de la República Mexicana, en aguas territoriales nacionales frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie de 166 mil kilómetros cuadrados, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México.
Región Marina Suroeste	Se ubica en aguas territoriales de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390 kilómetros cuadrados y está limitada en la porción continental hacia el sur por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, por la región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al Oeste por la región Norte.
Región Norte	Ubicada en la parte Norte y Centro del país, su distribución geográfica incluye una parte continental y otra marina. Su extensión es superior a dos millones de kilómetros cuadrados. Al norte limita con Estados Unidos de América, al este con la isobata de 500 metros del Golfo de México, al oeste con el Océano Pacífico y al sur con el Río Tesechoacán,

siendo este el límite de la región Sur.

Región Sur	Se encuentra localizada en la porción Sur de la república Mexicana, y geográficamente abarca los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo. Esta región cuenta con cinco activos de producción que son Bellota-Jujo, Macuspana, Cinco Presidentes, Samaria-Luna y Muspac; además toda la región forma parte de los activos de exploración.
Reservas posibles	Volumen de hidrocarburos cuya formación geológica y de ingeniería sugiere que es segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de reservas probadas, probables, más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o mayores.
Reservas probables	Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar serán iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.
Reservas probadas	Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones estándar, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.
Servicio de almacenamiento	Es la recepción de gas en un punto del sistema de almacenamiento y la entrega, en uno o varios actos, de una cantidad similar en el mismo punto o en otro contiguo del mismo sistema.
Servicio de distribución	Es la comercialización y entrega de gas natural por el distribuidor a un usuario final dentro de su zona geográfica, o la recepción de gas en el punto o los puntos de recepción del sistema de distribución y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.
Servicio de distribución con comercialización	Servicio de distribución simple y la comercialización del gas natural dentro de una zona geográfica.
Servicio de distribución simple	Recepción de gas natural en el punto o los puntos de recepción del sistema de distribución y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Servicio firme flexible o SFF	Modalidad de entrega por la cual PGPB se compromete a entregar y el adquirente a recibir cantidades de gas que podrán ser diferentes para cada día de gas durante el periodo de entrega de acuerdo con un programa mensual de recepciones. Las cantidades de gas para cada día de gas establecidas en el programa mensual de recepciones no podrán ser modificadas o canceladas una vez entregado dicho programa.
Servicio público de energía eléctrica	El efectuado por la CFE y LFC, que incluye la planeación del sistema eléctrico nacional; la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional. No se considera servicio público el que señala el Artículo 3º de la LSPEE.
Tarifas	Lista de precios para cada clase y modalidad de servicio que preste un permisionario.
Tarifa convencional	Cargos pactados libremente por el usuario y el permisionario para un servicio determinado.
Tarifa volumétrica	Tarifa de distribución con comercialización que se cobra a los usuarios finales y que combina los cargos por capacidad y por uso, y que depende del volumen consumido.
Tomar o pagar (Take or pay)	Cláusula contractual que obliga al comprador de gas a pagar al vendedor el valor de la cantidad de gas contratada durante el periodo fijado, ya sea que lo reciba o no lo reciba.
Transporte	Recepción, conducción y entrega del gas natural, por medio de ductos, a personas que no son usuarios finales.
Usuario	Persona que utiliza o solicita los servicios de un permisionario.
Usuario final	Persona que adquiere gas para su consumo.
Ventas de primera mano	Primera enajenación del gas de origen nacional, que efectúe Pemex a favor de un tercero, para ser entregada en territorio nacional.
Zona geográfica	Área delimitada por la CRE para efectos de distribución.

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1.- Permisos de almacenamiento de gas natural otorgados por la CRE hasta mayo de 2007	13
Tabla 2.- Servicios de mercadeo	30
Tabla 3.- Usos de Mercado.....	32
Tabla 5.- Ejemplo de cálculo de la pérdida de capacidad de liberación	45
Tabla 7.- Demanda industrial de gas natural por componente de proyección (MMPCD), 2006-2016	51
Tabla 8.- Proyectos para el transporte de gas de PGPB, 2008-2016.....	60
Tabla 9.- Responsabilidades de los grupos en las nominaciones.....	68
Tabla 10.- Ejemplo de Declaración de entrega medida	97

LISTADO DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.- Proceso de la Administración de Generación de Rendimiento	3
Ilustración 3.- Zonas geográficas de distribución de gas natural	13
Ilustración 4.- Crecimiento de la demanda de gas natural y el PIB en México, 1996-2006.....	14
Ilustración 5.- Proceso de Administración y Planeación Mensual del Gas Natural	16
Ilustración 6.- Participantes de la industria de gas	18
Ilustración 7.- Extracción de gas natural por región (MMPCD), 2006.....	26
Ilustración 8.- Red de ductos y centros procesadores de gas	27
Ilustración 9.- Términos de Contrato-Demanda del Cliente	36
Ilustración 10.- Crecimiento de la demanda de gas natural y el PIB en México, 2006-2016.....	48
Ilustración 11.- Estructura de la demanda por grupo de ramas del sector industrial, 2006 y 2016 (participación porcentual).....	51
Ilustración 12.- Demanda de combustibles en los sectores residencial y servicios, 2006-2016 (participación porcentual).....	53
Ilustración 13.- Demanda regional de gas natural en el sector autotransporte (MMPDC), 2006-2016	54
Ilustración 14.- Bloques de los Contratos de Obra Pública Financiada.....	58
Ilustración 15.- Tipos de Transacciones de nominación	66
Ilustración 16.- Desbalances	94
Ilustración 17.- Contabilidad de gas.....	99
Ilustración 18.- Medidor de Placa de Orificio.....	102

BIBLIOGRAFÍA

- Associates, P. &. (1997). *A Natural Gas Training Manual*. Petroquímica Cosoleacaque SA. de CV.
- Comisión Reguladora de Energía. (1995). *Reglamento de Gas Natural*.
- Comisión Reguladora de Energía. (1996). *Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural*. Ciudad de México.
- Congreso de los Estados Unidos Mexicanos. (1996). *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo*.
- Secretaría de Energía (2007). *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007 - 2016*. Ciudad de México.
- Secretaría de Energía. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006-2015*. Dirección General de Planeación Energética. México, 2006.
- Sturm, Fletcher J. *Trading Natural Gas, Cash, Futures, Options and Swaps*. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma, 1997.
- Gasca L., Mario Alberto. *Comercialización del Gas Natural*, Tesis de Licenciatura, México D.F., 2005.
- World Economic Outlook, Fondo Monetario Internacional, abril de 2007. (Formato Digital).
- Natural gas market review 2007, International Energy Agency. (Formato Digital).
- Las reservas de hidrocarburos de México 2007, Pemex Exploración y Producción, 2007. (Formato Digital).
- Memoria de labores e Informe estadístico de labores 2006, Pemex, 2007. (Formato Digital).
- Energy Information Administration. National Energy Modeling System. (Formato Digital).
- Commodity Price Data del Banco Mundial, julio de 2007. (Formato Digital).
- BP Statistical Review of World Energy June 2007. (Formato Digital).
- INEGI. XII Censo General de Población y Vivienda, 2000, México, D. F (Formato Digital).