



DOCUMENTOS DE TRABAJO

Perspectivas del mercado de gas natural y su impacto en el desarrollo económico y social de México

729

Javier Obregón Ruiz

Julio 2017

**Perspectivas del mercado de gas natural y su impacto en
el desarrollo económico y social de México**

Javier Obregón Ruiz¹

Julio de 2017

Fundación Rafael Preciado Hernández, A.C.

Documento de Trabajo No. 729

Clasificación temática: Energía

Resumen

En el presente documento se analiza el mercado de gas natural con un enfoque prospectivo al año 2030. Se analiza el papel de la Reforma Energética en este mercado, y el papel socioeconómico que juega este importante insumo en el desarrollo nacional.

¹ Correo electrónico: javier.obregon.ruiz@gmail.com. Las opiniones contenidas en este documento corresponden exclusivamente a los autores y no representan necesariamente el punto de vista de la Fundación Rafael Preciado Hernández A.C.

Índice

I.	Introducción	1
II.	Justificación	3
III.	Objetivo	5
IV.	Planteamiento y delimitación del problema	6
V.	Marco teórico y conceptual	7
VI.	Hipótesis	18
VII.	Pruebas empíricas o cualitativas de la hipótesis	19
VIII.	Conclusiones y nueva agenda de investigación	39
IX.	Bibliografía	41

I.- Introducción

El gas natural es una de las principales fuentes de energía del país, y es utilizado en diversos sectores como: eléctrico, industrial y residencial.

En comparación con otros combustibles fósiles como el carbón, diésel y combustóleo, es un combustible económico y tiene un menor impacto sobre el medio ambiente. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples compuesta principalmente de metano (CH_4) y otros hidrocarburos más pesados; además también puede contener trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua.

Debido a lo anterior, es uno de los combustibles con mayor preferencia por la industria pesada, y por lo tanto, coloca a esta materia prima, como una de las más importantes para el desarrollo de nuestra economía.

A partir de la entrada en vigor de la reforma energética, así como de la legislación secundaria en la materia, el mercado de gas natural en México se volvió más promisorio.

Una de las banderas de dicha reforma, fue la reducción del costo de este hidrocarburo, sin embargo, llegar a ese punto no será fácil debido a que el precio de este insumo se rige en el mercado internacional, por lo tanto, una de las formas de llegar a menores costos, consiste en incrementar la oferta nacional de este hidrocarburo mediante la inversión, entre otras áreas, de gasoductos que mejoren la red de distribución actual.

Hablando de la reforma energética, la modificación constitucional fue publicada el 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación, mediante el decreto que reforma y adiciona diversas disposiciones de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía.

La modificación más importante y que constituye por sí misma un cambio de paradigma en el sector energético del país, consiste en la apertura hacia la inversión privada en todo el sector. Lo anterior quedó plasmado en el párrafo séptimo de la Constitución que a la letra dice:

“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.

Con la reforma constitucional aprobada, en conjunto con la legislación secundaria aprobada por el Congreso de la Unión, ahora se establece que el Estado puede llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos a través de asignaciones, las cuales sólo pueden ser otorgadas a empresas productivas del Estado, o a través de contratos, que pueden celebrarse entre el Estado Mexicano y las empresas productivas del Estado, o entre aquél y particulares.

Con este nuevo esquema de participación privada, se espera, por un lado, que el país obtenga una mayor renta petrolera y que el sector energético del país se vuelva eficiente, y por otro parte, se tiene la expectativa de un mayor crecimiento económico en el largo plazo, ya que se pretende que el sector energético se convierta en la plataforma de lanzamiento de la economía.

En este documento de investigación se analizará, por tanto, la perspectiva de la evolución del mercado de este importante hidrocarburo, en un horizonte de largo plazo, así como su impacto en la economía nacional.

II.- Justificación

De acuerdo a las cifras del Gobierno Federal², al año 2015 la demanda de combustibles fósiles a nivel nacional alcanzó un volumen de 17,115.0 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne), lo que representó un incremento de 1.7% respecto a 2014.

Del total de esta demanda, el gas natural tuvo una participación de 43.8% con un volumen de 7,504.1 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), le sigue la gasolina con una participación de 22.3%, diésel con 12.7%, carbón con 7.3%, gas L.P. con 6.3%, combustóleo 4.9% y finalmente coque de petróleo, con 2.6% de participación.

Lo que revelan las cifras anteriores, es que el gas natural no solo juega un papel muy importante en la demanda de energía a nivel nacional, sino que además representa un insumo esencial en la economía de México.

La mayor demanda de gas, la presentó el sector eléctrico público con un volumen de 3,228.9 mmpcd de gas natural, le siguen el sector petrolero con 2,200.0 mmpcd, el industrial con 1,375.8 mmpcd y el eléctrico privado con una demanda de 568.6 mmpcd.

México es un país importador de gas natural. La producción nacional no satisface la demanda interna, por lo que el país se ve obligado a importar grandes cantidades de este energético.

En 2012 el mercado mexicano importó 2,130 mmpcd de gas natural, de los cuales 78.5% fueron transportados por ducto desde Estados Unidos, y el resto correspondió a importaciones de gas natural licuado (GNL).

El 78.5% de las importaciones de gas natural en México provienen de Estados Unidos, 76% de Qatar, 6.0% de Perú, 4.3% de Nigeria, 1.5% de Indonesia, 1.4% de Yemen y 0.7% de Trinidad y Tobago.

² Fuente: Prospectiva de Gas Natural 2016-2030 p.12 disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177624/Prospectiva_de_Gas_Natural_2016-2030.pdf

Si bien la oferta de gas natural ha ido en aumento a lo largo de los años, la Reforma Energética de 2013 abre la posibilidad para aumentar el tendido de los ductos y con ello, disminuir los costos de transporte y distribución.

Este documento analizará la importancia de dicha reforma, aprobada en el año 2013, en un horizonte de largo plazo. Esta reforma tiene como objetivo central el crear un mercado de gas natural competitivo y eficiente, que atraiga inversiones, garantice la seguridad energética en el país, y ofrezca una oferta de gas natural a precios competitivos que beneficien a todos los sectores.

III.- Objetivo

Analizar el mercado de gas natural a partir de los informes de las autoridades en materia energética más importantes, visualizar el futuro de la exploración y extracción de este hidrocarburo, y analizar el impacto de este insumo en el desempeño económico de México.

IV.- Planteamiento y delimitación del problema

La reforma energética modificó de manera drástica la estructura del mercado energético en México. En el caso del gas natural, la reforma permite a los particulares involucrarse en el proceso de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización.

Antes de la reforma, muchas de estas tareas estaban reservadas al Estado Mexicano exclusivamente, por lo que la apertura a la inversión privada pretende hacer eficiente este mercado y disminuir los precios en el largo plazo.

Este documento pretende analizar el impacto de la reforma en el mercado del gas natural, en un horizonte de largo plazo, con la finalidad de observar la evolución de la economía mexicana.

V.- Marco teórico y conceptual

Este documento de investigación descansa fuertemente en el marco de la legislación secundaria en materia energética, que aborda muchos aspectos institucionales y reordena la administración de los energéticos del país, por lo que expresar totalmente la teoría rebasaría los límites del presente documento. Sin embargo, el espíritu de la reforma constitucional puede ser enmarcado en dos grandes temas:

1. Eliminación del monopolio del Estado en materia energética, y
2. La creación de dos órganos reguladores: La Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía. Y un tercer órgano, encargado de administrar la renta petrolera denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

El Problema Agente-Principal

Uno de los modelos más utilizados para explicar el funcionamiento de las agencias reguladoras es el modelo de agente-principal³ el cual consiste básicamente en una interacción económica en la que existen dos agentes: el principal y el agente. El agente realiza ciertas acciones por cuenta del principal ya que éste último le delega dicha autoridad. Como los intereses del agente son distintos a los del principal (riesgo moral), los objetivos del principal no se cumplen cabalmente. A esto se le llama pérdida de la agencia. Esto ocurre ya que en el planteamiento del problema se supone que el principal no puede realizar una tarea y por lo tanto se la delega a otro individuo, llamado agente, para que la realice por él. En este punto, el agente conocerá de mejor forma la situación de la empresa u organización que el principal, a esto se le denomina información asimétrica.

³ Fuente: Ross, Stephen. "The Economic Theory of Agency: The Principal's Problem". *American Economic Association* Vol. 63 No. 2 (1973): 134-139

Adicionalmente a las implicaciones de la información asimétrica, existen otras importantes, como el hecho de que el principal no puede observar el esfuerzo del agente. A esto se le conoce como riesgo moral.

El agente sabe que monitorear su trabajo es costoso, por lo que puede ante una eventual pérdida o escenario adverso, puede culpar a factores externos en vez de afrontar el costo de sus malas decisiones.

Normalmente las funciones de utilidad del agente y del principal no son las mismas por lo que después de maximizar cada uno su función de utilidad, el resultado del agente parecerá sub-óptimo para el principal.

Los problemas de agencia pueden ser minimizados mediante el uso de mecanismos de control, como puede ser el diseño de contratos que posean una estructura de incentivos adecuada, el establecimiento de procesos de selección que lleven al agente a revelar información oculta, el requerimiento de reportes y otras formas de monitoreo que permitan controlar las acciones del agente y el establecimiento de contrapesos institucionales que limiten la posibilidad del agente de tomar acciones unilaterales en perjuicio del principal.

Por otra parte, Stigler (1971) argumenta que, como regla general, la regulación es adoptada por la industria pero diseñada y operada principalmente para su propio beneficio, lo cual indica que la visión del gobierno sobre la regulación debe ser para impulsar el potencial económico de un mercado, y no para “secar” a las empresas con exceso de regulación que termine por abrumar a los agentes regulados.

Sin embargo, existen ciertas prácticas por parte de las empresas que hacen que el mercado sea concentrado por uno, o unos cuantos agentes económicos. Stigler propone cuatro incentivos que mueven a las empresas a buscar el poder del Estado a su favor.

En primer lugar se encuentran los subsidios que otorga el Estado, por ejemplo la industria de la educación es una de las más beneficiadas por esto.

En segundo lugar se encuentra una de las prácticas más recurridas por las empresas para ganar mayor poder en el mercado, y que es el control sobre la entrada de nuevos competidores. Para ello, las empresas se valen de diversos mecanismos como los precios o la integración vertical, que termina por crear mercados oligopólicos.

En tercer lugar se encuentra todo lo relacionado con los bienes sustitutos y complementarios en el consumo. Por ejemplo, la industria de la mantequilla desearía que la industria de la margarina desapareciera, o la industria de la minería buscaría que se fortaleciera la de ferrocarriles.

En cuarto lugar, ciertas empresas estarían felices que el gobierno se decidiera por una política de control de precios, sobre todo si éstos son precios máximos, pues el mercado se volvería menos competitivo ya que muchas empresas no podrían soportar sus costos y tendría que cerrar, lo cual reduciría la competencia y aumentaría las ganancias de las empresas más grandes de cierto sector.

Derivado de lo anterior, es que se hace necesario un agente regulador del mercado que sea lo suficientemente independiente, tanto del gobierno, como de los agentes reguladores, para fomentar la competencia en los mercados dentro de una economía.

Gilardi (2005) establece un par de argumentos que sirven para hacer independientes a los órganos reguladores.

En primer lugar debe existir la necesidad de los gobierno por aumentar su compromiso (que se creíble) para establecer una agencia que esté parcialmente fuera de su control directo.

En segundo lugar, la delegación debe ser una respuesta al problema de la incertidumbre política, que surge cuando los gobiernos temen ser reemplazados por otra fuerza política con ideología y preferencias distintas, que pudieran decidir eventualmente, un cambio en las políticas regulatorias.

Para lograr una independencia o autonomía formal, mucho depende del estatus de quien encabece al regulador, así como de los miembros integrantes, de su relación con el

gobierno, el congreso, su autonomía presupuestal, y sobre todo del poder regulatoria que le sea otorgado.

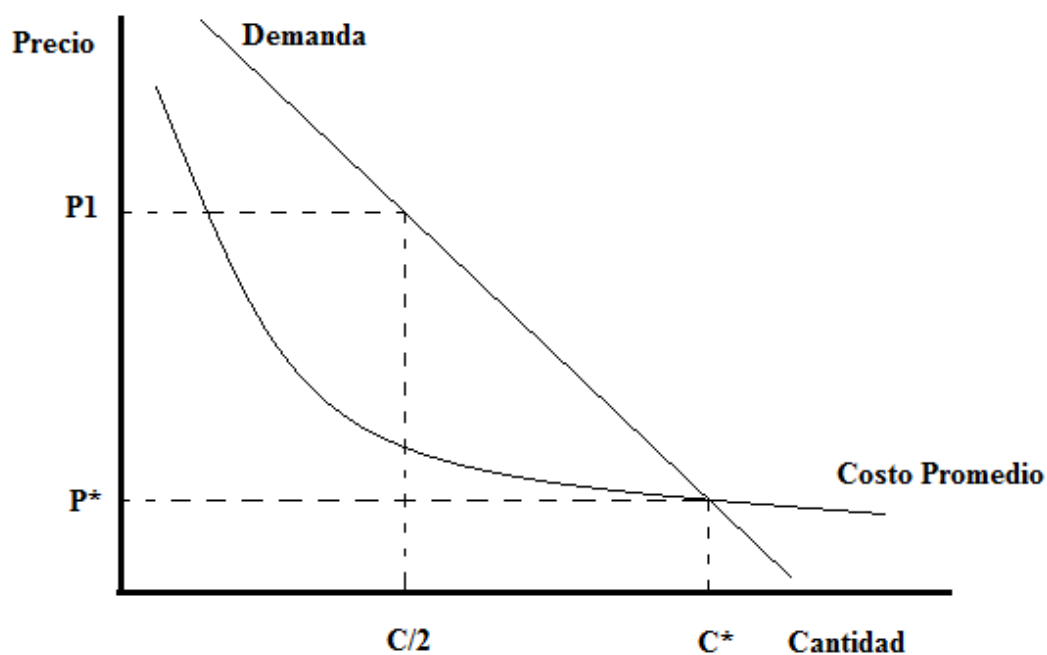
Al final, el objetivo de los órganos reguladores es el mismo: eliminar las prácticas monopólicas.

¿Qué es un Monopolio?

De acuerdo a Parkin (2001), un monopolio está definido como aquella industria que produce un bien o servicio para el cual no existe un sustituto, y en el que hay un proveedor que está protegido de la competencia por barreras que evitan la entrada de nuevas empresas a la industria.

Por otra parte, existen los llamados monopolios naturales, que son aquellas empresas que son capaces de abastecer a todo el mercado a un precio inferior al que pueden hacerlo dos o más compañías. La gráfica 1 ilustra un monopolio natural. En ella se aprecia que conforme existen economías de escala, y por ende el costo medio cae conforma aumenta la producción, el mercado se satisface totalmente.

Gráfica 1. Monopolio Natural



Fuente: Elaboración propia

La gráfica 1 revela que si entrara una segunda empresa, de tal forma que el mercado se dividiera entre las dos compañías en la provisión de este bien ficticio, la cantidad producida por cada empresa sería $C/2$, lo cual indica que el costo promedio subiría hasta $P1$. Para los consumidores, este escenario resulta en una pérdida neta de bienestar, pues al final, el mercado se satisface totalmente pero a precios mayores en comparación al escenario en donde existía un monopolio. Un ejemplo de lo anterior podría ser el mercado de la energía eléctrica o el mercado de la provisión de agua en una ciudad.

¿Cómo se Comporta un Monopolio?

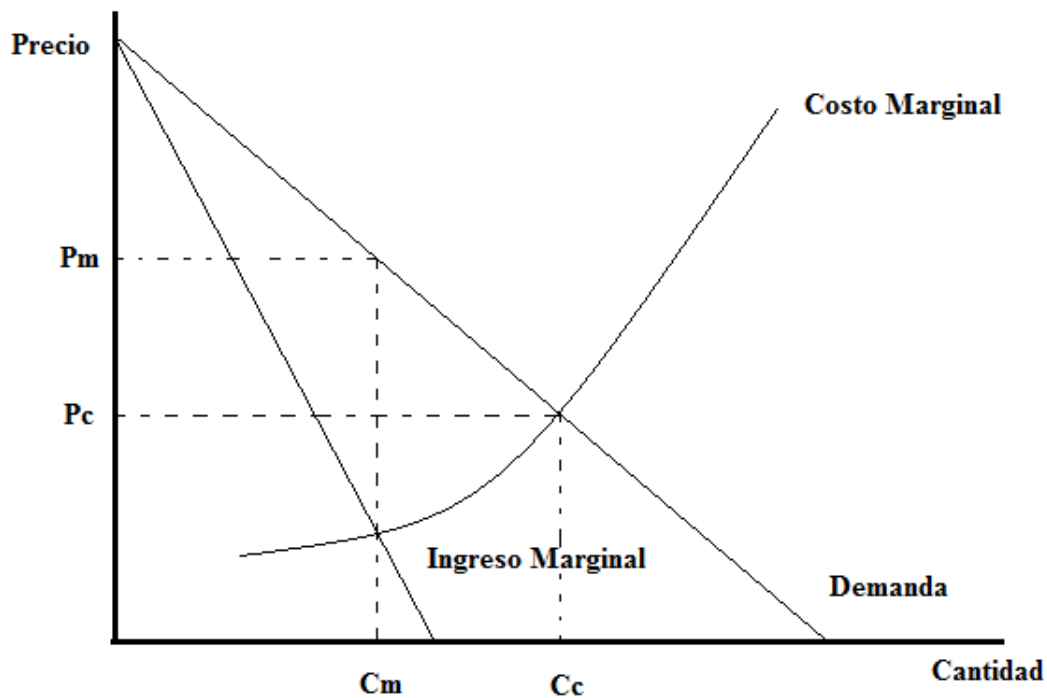
En general, las empresas que constituyen un monopolio, o que recurren a prácticas monopolísticas se encuentran con dos situaciones: discriminación de precios y precios únicos.

La discriminación de precios es la práctica de vender diferentes unidades de un mismo bien o servicio pero a precios diferentes. Esta práctica es común en las aerolíneas, las cuales ofrecen precios distintos incluso por el mismo tipo de clase de asiento para el mismo vuelo.

Por su parte, el monopolio de precio único está representado por una empresa que vende cada unidad de su producción al mismo precio a todos sus clientes.

El monopolio de precio único está representado en la gráfica 2. En dicha gráfica se puede observar cómo el monopolio utiliza su fuerza en el mercado para imponer precios.

Gráfica 2. Monopolio de Precio Único

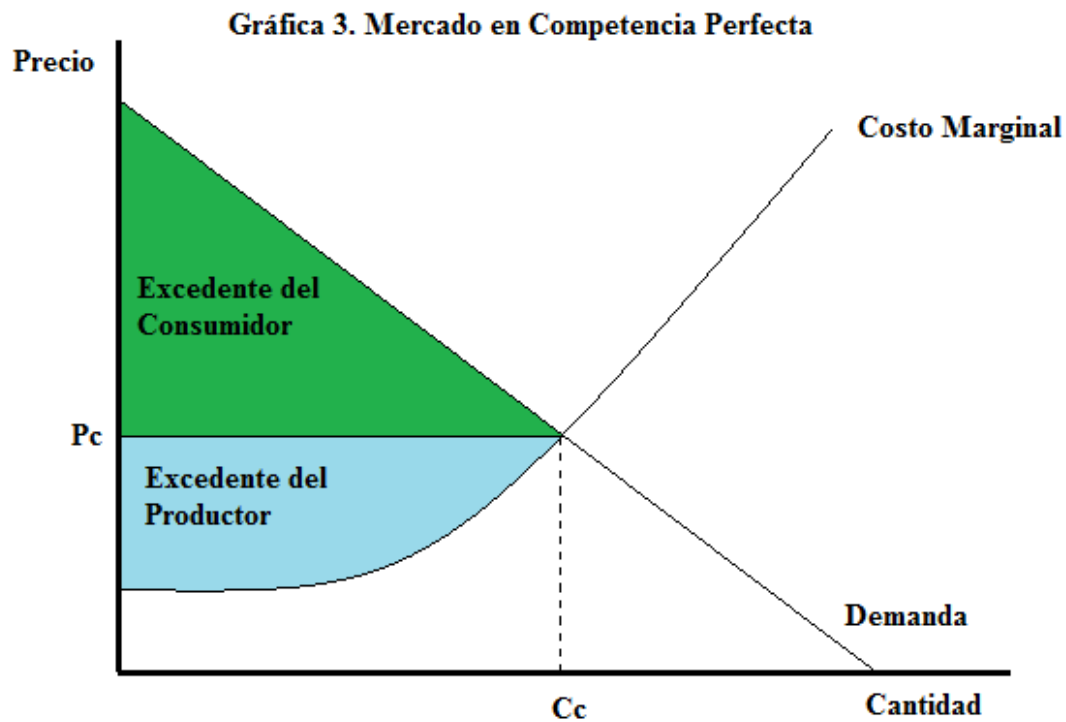


Fuente: Elaboración propia

En la ciencia económica, los precios y cantidad de equilibrio se fijan en el punto donde el costo marginal de las empresas por producir es igual al beneficio marginal de los consumidores por comprar. Ese punto está representado por el precio P_c y la cantidad C_c .

El monopolista por su parte, calcula la curva del ingreso total, que no es otra cosa que el precio multiplicado por la cantidad vendida y después calcula el ingreso que obtendría por una unidad adicional, esto es el ingreso marginal. Posteriormente iguala el ingreso marginal con su curva de costo marginal y lo traslada al mercado mediante la curva de demanda. Lo que consigue el monopolista es poner el precio P_p y dotar al mercado con la cantidad C_m .

Mediante las gráficas 3 y 4 se compara el bienestar del consumidor en un mercado monopolístico en comparación con uno en competencia perfecta.

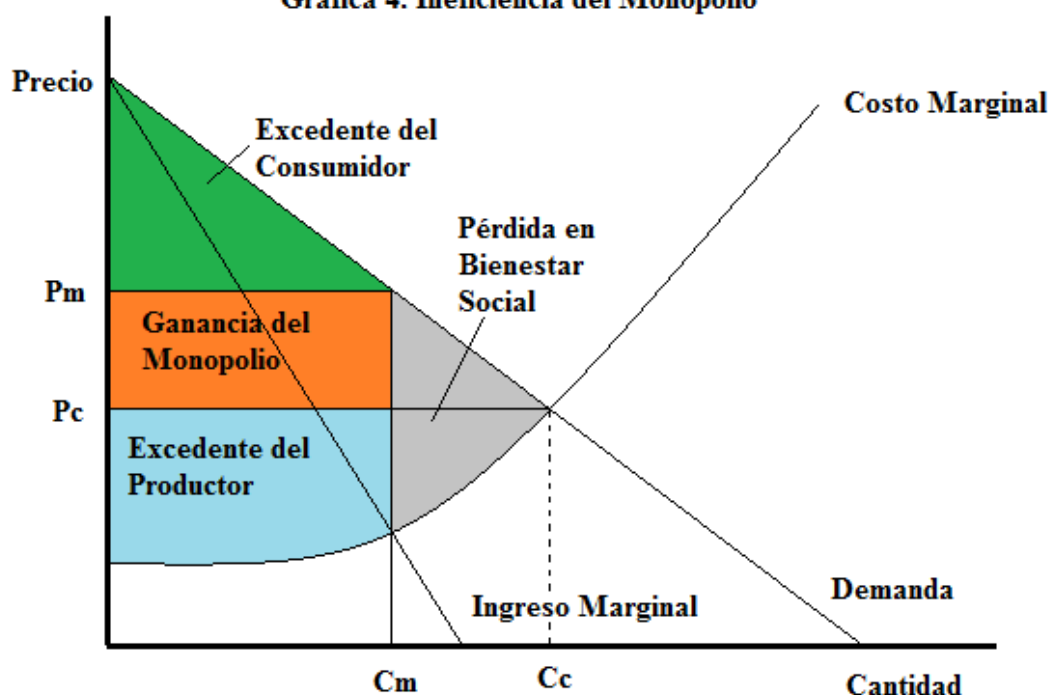


Fuente: Elaboración propia

La gráfica 3 representa el mercado de cualquier bien en competencia perfecta. En este mercado, el precio se establece igualando las curvas de costo marginal (oferta), con la de beneficio marginal (demanda), consiguiendo que el excedente del consumidor sea el triángulo verde, y el excedente del productor, el área azul.

Si comparamos las áreas anteriores con las áreas de la gráfica 4, se notará que el monopolio reduce los excedentes tanto de consumidores como de productores, e introduce, por un lado, una distorsión llamada pérdida en bienestar social, y por otro, una ganancia extraordinaria.

Gráfica 4. Ineficiencia del Monopolio



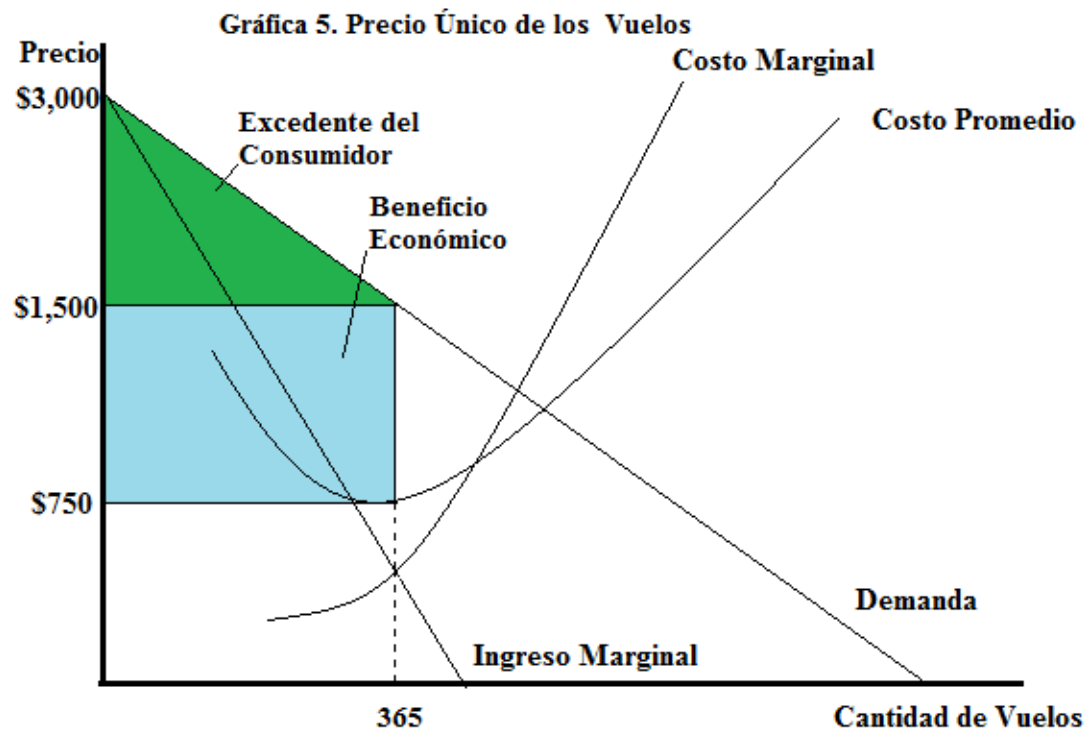
Fuente: Elaboración propia

La pérdida en bienestar social surge por dos cuestiones. La primera tiene que ver con el menor abasto del mercado, pues la cantidad producida por el monopolio en C_m , que es menor a la cantidad producida por el mercado en competencia. La segunda fuente de la pérdida está relacionada con el sobreprecio que tienen que pagar los consumidores derivado del proceso de maximización de los beneficios del monopolista, que eleva el precio de competencia P_c a P_m , y con ello el monopolio obtiene una renta que bajo competencia perfecta no tendría.

Esta búsqueda por extraer el excedente al consumidor o al productor, lleva a las empresas, que no necesariamente constituyen un monopolio, a diferenciar o discriminar precios. Esta práctica, como se dijo anteriormente, es muy utilizada, y consiste en cobrar diferentes precios por un mismo bien o servicio, debido a diferencias en la disposición de los compradores a pagar, y no por diferencias en los costos de producción.

La idea detrás de la discriminación de precios, es extraerle todo el excedente al consumidor, aunque en apariencia se esté ofreciendo un precio especial a cierto grupo de consumidores.

Un ejemplo ilustrativo es el mercado de la aviación. Supongamos que una aerolínea tiene el monopolio sobre cierto destino, por alguna razón. En el punto donde maximiza su beneficio la aerolínea ofrece 365 vuelos al año, a un costo de \$1,500 pesos por vuelo. Gráfica 5.



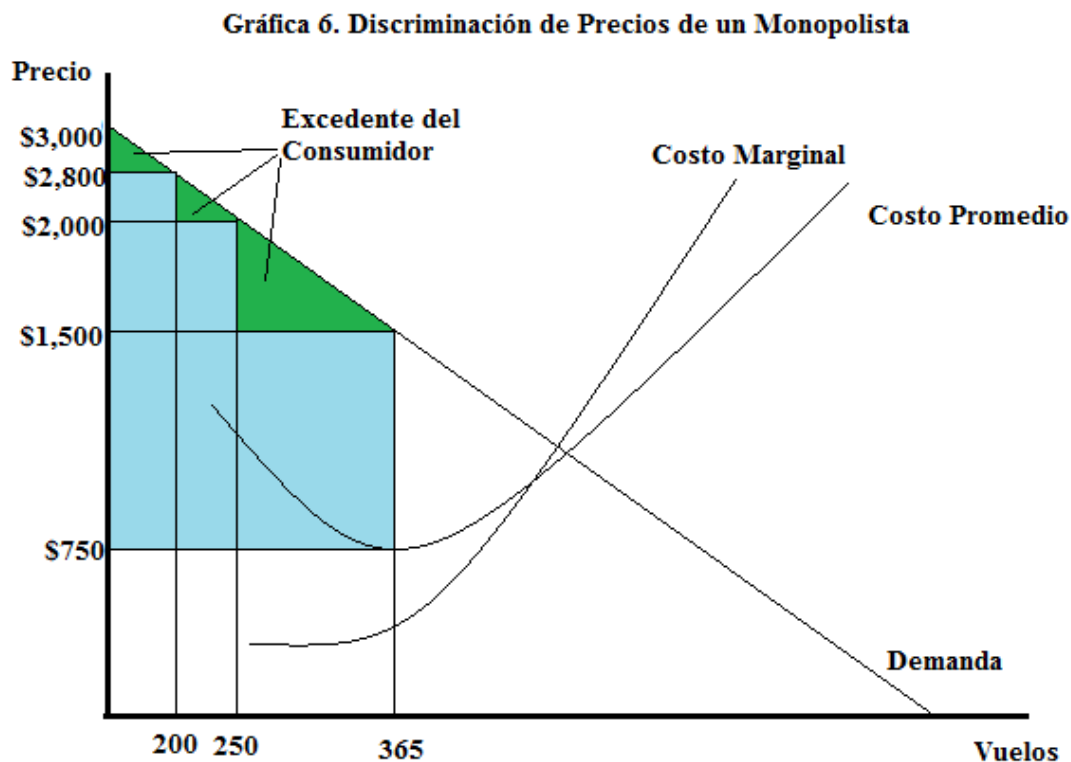
Fuente: Elaboración propia

Ahora la aerolínea se da cuenta que tiene diferentes tipos de viajeros a este destino. Por un lado están los viajeros de negocios que estarían dispuestos a pagar más por el boleto ya que el tiempo para ellos es muy valioso, y que además cambian sus planes de viaje en el último momento. Por otro lado se encuentra otro grupo de viajeros que también están dispuestos a pagar más por el vuelo, pero menos que los viajeros de negocios y solo viajan en temporada alta, y finalmente existe un último tipo de viajero, que solo viaja los fines de semana y sabe con un mes de anticipación las fechas en que realizarán su viaje.

Como se dijo anteriormente, la finalidad de la discriminación de precios es extraerle la mayor cantidad de excedente al consumidor, por lo que en el ejemplo, esta aerolínea ahora ofrecerá distintos tipos de precios para el mismo vuelo, basado en el estudio de mercado.

La aerolínea anuncia su nuevo esquema tarifario: sin restricciones, \$2,800; temporada alta con restricciones con cargo por cancelación de vuelo \$2,000 y \$1,500 pesos por un boleto sin derecho a cancelaciones con una compra anticipada de un mes.

Con este nuevo esquema tarifario, la aerolínea extrae casi todo el excedente del consumidor, como se puede ver en la gráfica 6.



Fuente: Elaboración propia

Con la discriminación de precios, el monopolista aumenta su beneficio (área de color azul), al extraer mayor excedente a los consumidores (área de color verde).

Inclusive si el monopolista logra refinar lo suficiente su estudio de mercado, es posible que extraiga aún más excedente, pero la extracción completa solo la logrará con una discriminación perfecta. En ese escenario, el ingreso marginal para el discriminador, es igual al precio y la curva de demanda se convierte en la curva del ingreso marginal, con ello, la aerolínea puede obtener aún más beneficios al aumentar el número de vuelos hasta el punto en el cual el precio sea igual al costo marginal.

Con esta estrategia, ahora la aerolínea ofrece más vuelos en temporada alta y ofrece paquetes vacacionales con precios aparentemente exclusivos con combinaciones de reservaciones por anticipado, estancia mínima, y demás tipos de restricciones.

Legislación Secundaria en Materia de Hidrocarburos

Ley de Hidrocarburos.

- Reglamenta los artículos 25, párrafo cuarto; 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, así como los artículos Transitorios Cuarto al Noveno de la reforma constitucional energética, en materia de hidrocarburos: Reconocimiento y exploración superficial; exploración y extracción; tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural; transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de Gas Licuado de Petróleo; transporte, almacenamiento, distribución, expendio al público, procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación de Gas Natural; transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de Petrolíferos; transporte por dueto y almacenamiento vinculado a duetos de petroquímicos.
- Establece los procedimientos y atribuciones de las autoridades en las licitaciones, adjudicación y administración de las asignaciones y contratos en las distintas etapas y cadenas de la industria.
- Prevé la creación como organismo público descentralizado del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), cómo órgano gestor independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional integrado de Gas Natural, mismo que se podrá conformar por la siguiente infraestructura: duetos de transporte e instalaciones de almacenamiento de Gas Natural; y equipos de compresión, licuefacción, descompresión, regasificación y demás instalaciones vinculadas.
- Contempla los siguientes ordenamientos:
 - Ley de Hidrocarburos (nueva Ley). – Ley Minera
 - Ley de Inversión Extranjera – Ley de Asociaciones Público Privadas

VI.- Hipótesis

La Reforma Energética es una de las reformas clave para el desarrollo del país, pues las reservas de gas natural al año 2016 presentan una tendencia descendente.

A pesar de la aprobación de la Reforma Energética, México continúa creciendo a tasas desiguales entre el norte y el sur del país.

VII.- Pruebas Empíricas o Cualitativas de la Hipótesis.

De acuerdo con el documento Prospectiva del Gas Natural 2016-2030, en el año 2030 la demanda de gas natural se incrementará 20.3% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 9,030.4 mmpcd.

En el periodo de 2015-2030 la demanda de gas presentará una tasa media de crecimiento anual de 1.2%. El gobierno mexicano explica que dicho incremento se explica por la construcción y entrada de nuevos gasoductos, y por el aumento de gas natural en la demanda del sector eléctrico e industrial. Este último dato es importante, porque revela que la economía nacional presentará tasas de crecimiento positivas en los próximos 13 años.

Se espera que en casi todos los sectores se tenga un incremento en su demanda a excepción del sector petrolero, la cual disminuirá 34.0% respecto a 2015. El sector eléctrico seguirá siendo el mayor consumidor con 58.7% de participación, le siguen los sectores industrial, con 23.2%, petrolero con 16.1%, residencial y servicios con 1.3% y 0.6% respectivamente; y, finalmente, el sector autotransporte con 0.1%.

En la literatura económica existe una correlación positiva entre crecimiento del PIB y generación de energía eléctrica. Esto se explica debido a que la industria es una gran consumidora de electricidad para su funcionamiento, por lo que un crecimiento en la generación de energía eléctrica es sinónimo de crecimiento económico, independientemente del sector residencial. De aquí deriva que el gas natural resulte de enorme importancia en el crecimiento de cualquier economía.

En cuanto a la demanda regional, el mismo documento señala que la región que demandará más gas natural será la Noreste con 33.0%, le siguen la región Sur-Sureste con 21.6%, Centro-Occidente con 20.6%, Centro con 14.3% y, finalmente, la región Noroeste con 10.4%.

Los datos anteriores indican un hecho que ha sido una constante a lo largo del tiempo, y que tiene ver con el crecimiento desigual del país. Mientras que el norte de la República crece, el sur permanece rezagado.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), quien es responsable de asistir técnicamente al Gobierno Federal, entre otras cosas, estimó que la producción de gas natural alcance un volumen de 2,691.8 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el año 2030, es decir, una disminución de 51.1% respecto a 2015. Y en un escenario máximo, espera que la producción de gas alcance un volumen de 4,628.2 mmpcd en 2030, lo que representará una disminución de 15.9% respecto a 2015.

La CNH espera que en el año 2030, la importación de gas natural presente un incremento de 52.4% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 5,406.9 mmpcd, y presentando una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 2.8% durante el periodo de 2015- 2030.

Se considera que, a partir de 2017, la totalidad de las importaciones de gas se realicen mediante ductos, debido a la entrada de la nueva infraestructura de gasoductos en los próximos años.

En el caso de las exportaciones, éstas alcanzarán un volumen de 113.9 mmpcd en 2030, lo que representará una tmca de 15.9% durante el periodo 2015-2030.

1. Exploración y Extracción de Gas Natural

Uno de los resultados de corto plazo de la Reforma Energética ha sido la Ronda Cero, Ronda Uno y Ronda Dos. Estas consisten en otorgar a inversionistas privados la posibilidad de invertir capital en la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, y además el Estado se hace de ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo del país.

a) Ronda Cero

Se denominó Ronda Cero a la designación de yacimientos para Petróleos Mexicanos, y en donde no participaron inversionistas extranjeros. Con esta ronda Pemex tuvo la posibilidad de quedarse con los yacimientos más rentables para la empresa, de tal manera que ésta pueda competir en mejores condiciones con los nuevos participantes en el sector.

La Secretaría de Energía otorgó a PEMEX 489 asignaciones de las cuales, 108 le permiten realizar actividades de exploración, 286 de extracción y 95 que corresponden a campos en producción asignados por un periodo de dos años o hasta que el Estado los licite⁴.

b) Ronda Uno

Bajo este nombre se denominó a la primera asignación de yacimientos a la inversión privada bajo la modalidad de licitaciones.

Esta ronda estuvo conformada por cuatro licitaciones públicas internacionales. La primera licitación para Contratos de Producción Compartida para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se dio a conocer el 11 de diciembre de 2014, la cual se integró por 14 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, esta provincia ha sido la más explorada y con el mayor porcentaje de producción acumulada del país.

El 15 de julio de 2015, se adjudicaron dos de las 14 áreas, y, finalmente, el 4 de septiembre de 2015 la CNH dio a conocer el fallo oficial con los licitantes ganadores: Sierra Oil & Gas en consorcio con Talos Energy, LLC y Premier Oil, PLC⁵.

La segunda licitación de la Ronda Uno, llevada a cabo el 27 de febrero de 2015, comprendió 5 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste.

En este caso, las empresas ganadoras fueron: Eni International B.V; Pan American Energy LLC, en consorcio con E&P Hidrocarburos y Servicios S.A. a C.V.; y Fieldwood Energy LLC, en consorcio con Petrobal S.A.P.I. de C.V.

⁴ Plan Quinquenal de licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, pág. 9

⁵ Prospectiva de Gas Natural 2016-2030, pág. 16

El 12 de mayo de 2015, se presentó la tercera convocatoria de licitación de la Ronda Uno, que incluyó 25 áreas contractuales de extracción terrestre bajo la modalidad de Licencia.

Las 25 áreas se agruparon en tres zonas geográficas identificadas como Campos Burgos, Campos Norte y Campos Sur⁶.

La cuarta licitación de la Ronda Uno se publicó el 17 de diciembre de 2015, esta etapa comprende 10 áreas localizadas en aguas profundas del Golfo de México dentro de las provincias petroleras Cinturón Plegado Perdido y Cuenca Salina⁷.

El 19 de julio de 2016 se presentó la primera licitación de la Ronda Dos, integrada por 15 áreas contractuales localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste.

La ronda 2.3, se encuentra integrada por 14 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia. Estas áreas contractuales se encuentran localizadas en las provincias petroleras de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste.

Finalmente, el 23 de agosto de 2016, se dieron a conocer las bases de licitación de la segunda convocatoria de la Ronda Dos, integrada por 12 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia, 9 de estas áreas se encuentran ubicadas en la Cuenca de Burgos, 2 en el Cinturón Plegado de Chiapas y una en las Cuencas del Sureste⁸.

⁶ <http://rondasmexico.gob.mx/103-bloques/>

⁷ <http://rondasmexico.gob.mx/104-ap-bloques/>

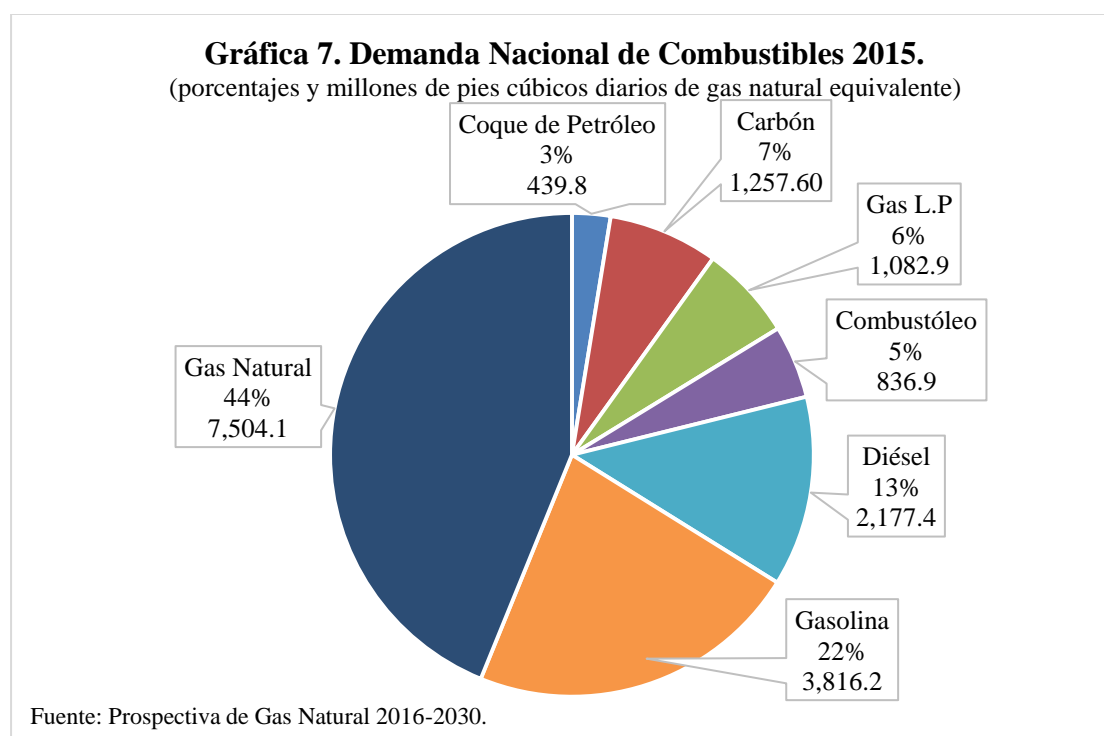
⁸ <http://rondasmexico.gob.mx/r02-licitaciones/>

2. Mercado Nacional de Gas Natural

2.1 Demanda

De acuerdo a la Gráfica 7, en el año 2015 la demanda de combustibles fósiles a nivel nacional alcanzó un volumen de 17,115.0 mmpcdgne⁹, lo que representó un incremento de 1.7% respecto a 2014.

Del total de la demanda, el gas natural tuvo una participación de 43.8% con un volumen de 7,504.1 mmpcd¹⁰, le sigue la gasolina con una participación de 22.3%, diésel con 12.7%, carbón con 7.3%, gas L.P. con 6.3%, combustóleo 4.9% y finalmente coque de petróleo con 2.6% de participación.



En cuanto a la composición de la demanda por sectores, la mayor fue la del sector eléctrico público con un volumen de 3,228.9 mmpcd, le siguen el sector petrolero con

⁹ Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente.

¹⁰ Millones de pies cúbicos diarios.

2,200.0 mmpcd, el industrial con 1,375.8 mmpcd y el eléctrico privado con una demanda de 568.6 mmpcd.

La menor participación la tuvieron los sectores residencial con 94.6 mmpcd, servicios con 33.7 mmpcd y, finalmente, el sector autotransporte con un volumen de 2.4 mmpcd.

2.1.1 Sector Eléctrico

Este sector demandó en 2015, un volumen total de combustibles de 5,494.4 mmpcdgne, lo que representó un incremento de 4.9% respecto a 2014. De este volumen, el gas natural tuvo una participación de 69.1%, seguido de carbón con 16.5%, combustóleo con 11.6% y, finalmente, coque de petróleo y carbón con 1.8% y 1.0%, respectivamente.

En el caso de gas natural, la demanda presentó un incremento de 8.5% respecto a 2014, alcanzando un volumen de 3,797.6 mmpcd. En 2015, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) utilizó más de 2,200 mmpcd de gas natural para la operación de sus centrales de generación, esto debido a la elevada disponibilidad de gas, que permitió reducir el consumo de los combustibles más caros y contaminantes como el combustóleo y el diésel¹¹.

Como puede observarse, el gas natural es un combustible de suma importancia para la generación de energía eléctrica, y un insumo relevante en el crecimiento de la economía nacional.

2.1.2 Sector Industrial

En este sector, la demanda de combustibles alcanzó un volumen de 2,410.7 mmpcdgne, lo que representó un incremento de 3.6% respecto a 2014.

En el sector industrial, el combustible más utilizado fue el gas natural con una demanda de 1,375.8 mmpcd y un incremento de 4.7% respecto al año anterior.

¹¹ Informe Anual 2015 CFE. Pág. 20

Las ramas del sector industrial que consumieron el mayor volumen fueron la de metales básicos, con 347.4 mmpcd, seguido por la química y productos metálicos con 200.4 mmpcd y 137.6 mmpcd, respectivamente.

2.1.3 Sector Petrolero

En 2015, la demanda del sector petrolero presentó una disminución de 3.7% respecto a 2014, alcanzando un volumen de 2,481.4 mmpcdgne.

En este sector, el gas natural permanece como el combustible más utilizado, aun cuando presentó una disminución de 3.3% respecto al año previo. A este combustible le sigue muy por debajo el combustóleo con un volumen de 141.6 mmpcdgne, diésel con 114.9 mmpcd, gas L.P con 16.3 mmpcd y finalmente gasolina con 8.6 mmpcdgne.

En las actividades de exploración y producción se demandó 1,254.4 mmpcd, en refinación 385.3 mmpcd, en petroquímica 236.1mmpcd, en gas y petroquímica básica 182.1 mmpcd, cogeneración Nuevo Pemex 87.6 mmpcd y, finalmente, el corporativo tuvo una demanda de 0.3 mmpcd.

2.1.4 Sector Residencial

En 2015, la demanda del sector residencial presentó una disminución de 0.9% respecto a 2014, ubicándose en 1,187.4 mmpcdgne.

El combustible más utilizado en este sector es el gas L.P., cuya demanda alcanzó 653.5 mmpcdgne, le sigue la leña con un volumen de 439.4 mmpcdgne y, finalmente, el gas natural con 94.6 mmpcd. A pesar de que el gas natural fue el combustible menos utilizado, éste se incrementó en 7.8% respecto a 2014. Quizá la explicación de este dato es que la población todavía percibe al gas L.P, como más seguro y de fácil adquisición.

2.1.5 Demanda Regional de Gas Natural

El país se divide en cinco regiones para poder analizar la demanda de gas natural, estas son: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste.

En 2015, casi todas las regiones aumentaron su demanda respecto a 2014, a excepción de la región Sur-Sureste, la cual tuvo una disminución de 6.4%.

De acuerdo con el informe Prospectiva del Gas Natural 2016-2030, en la región Noroeste, se tuvo una demanda de 606.2 mmpcd, es decir un incremento de 22.1% respecto a 2014, sin embargo, fue la región con la menor participación de la demanda total con 8.1% del total nacional.

En la región, el estado de Baja California demandó 349.4 mmpcd, y Sonora demandó 256.8 mmpcd.

La región Noreste tuvo la mayor demanda a nivel nacional con 2,464.2 mmpcd, que representó 32.8% del total nacional.

Este nivel de demanda es 4.9% mayor respecto a aquella en 2014. En la región, Tamaulipas y Nuevo León fueron los estados con la mayor demanda, 956.1 mmpcd y 724.4 mmpcd, a estos estados les sigue Chihuahua con 347.6 mmpcd, Coahuila con 235.5 mmpcd y, finalmente, Durango con 200.5 mmpcd.

La región Centro-Occidente tuvo un incremento de 7.7% con respecto a 2014, pasando de 1,053.6 mmpcd a 1,134.6 mmpcd, equivalente a 15.1% del total nacional. En esta región, Guanajuato y Colima presentaron la mayor demanda con 257.4mmpcd y 248.8 mmpcd respectivamente.

Los estados de Jalisco y Aguascalientes tuvieron, la menor demanda con 75.1 mmpcd y 31.1 mmpcd respectivamente, a pesar de que Aguascalientes presentó la menor demanda, esta se incrementó en 63.2% respecto a 2014.

La región Centro demandó de 919.4 mmpcd, lo que representó un aumento de casi 20% respecto a 2014, y una participación de 12.3% de la demanda nacional. Los estados con la mayor demanda fueron México con 361.5 mmpcd e Hidalgo con 269.3 mmpcd. Los estados con la menor demanda, fueron la Ciudad de México y Morelos con 69.6 mmpcd y 12.5 mmpcd.

Finalmente, la región Sur-Sureste tuvo una disminución de 6.4% en su demanda, pasando de 2,541.9 mmpcd en 2014 a 2,379.7 mmpcd en 2015. Esta región fue la segunda mayor demandante de gas natural con una participación de 31.7% del total nacional.

El estado con la mayor demanda fue Veracruz con un volumen de 862.7 mmpcd; lo que representó una disminución de 9.7% respecto a 2014. Por otra parte, Oaxaca fue el estado con la menor demanda con un volumen de 0.1 mmpcd.

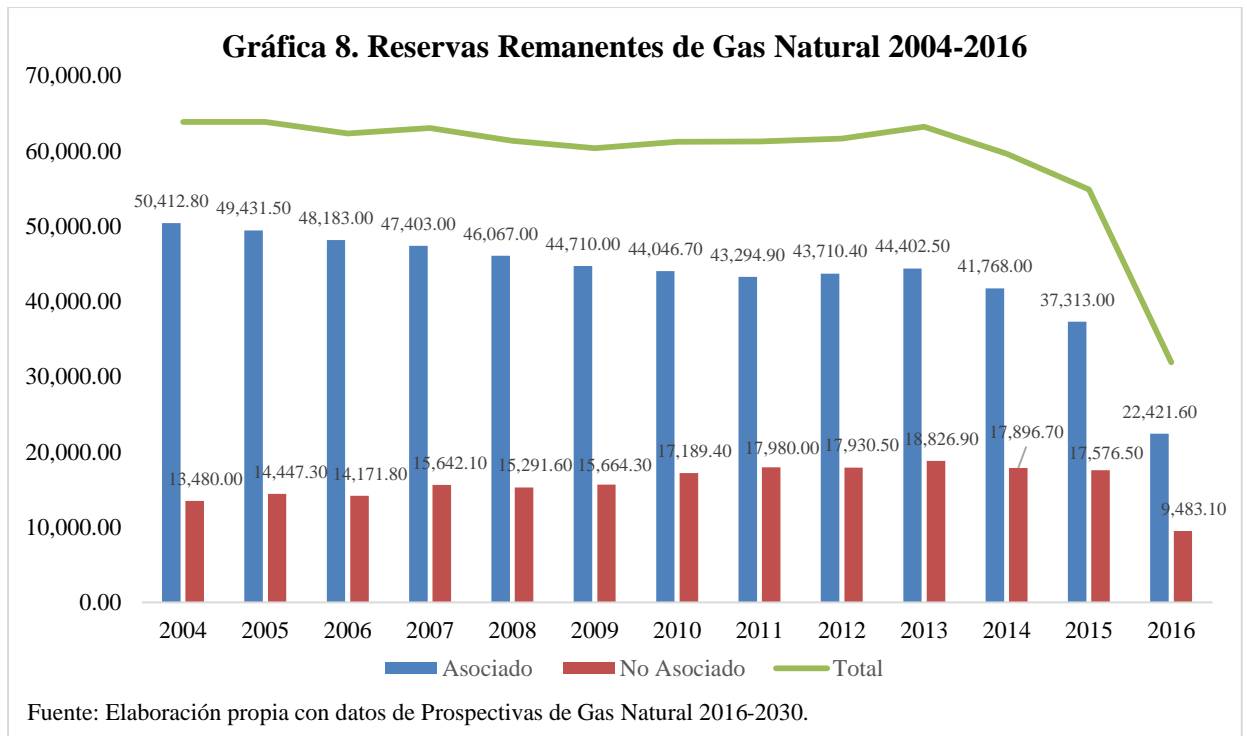
Con estos datos, confirmamos uno de los puntos de la hipótesis de este documento que consiste en asegurar que en nuestro país permanece una diferencia entre el crecimiento del norte vs el sur.

2.3 Oferta de Gas Natural

Las reservas remanentes totales al 1° de enero de 2016, alcanzaron un volumen de 31,904.7 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc), lo que representó una disminución de 41.9% respecto a 2015.

Las autoridades en materia energética explican esta disminución debido a la caída de precios del crudo aunado a los recortes presupuestarios, que presionaron a la baja la actividad de desarrollo por parte de PEMEX, lo que derivó en concentrar los recursos en las áreas más rentables¹².

¹² Prospectiva de Gas Natural 2016-2030, pág. 33



La Gráfica 8 revela otro de los puntos de la hipótesis a comprobar en este documento de investigación, y que consiste en que dada la curva de crecimiento (decrecimiento) de las reservas de gas natural, era indispensable actuar de manera inmediata en este mercado, de tal manera que la oferta pueda satisfacer a la demanda nacional en el largo plazo.

En 2015, la producción de gas natural alcanzó un volumen de 6,401.0 mmpcd, lo que presentó una disminución de 2.0% respecto a 2014, esta producción incluye un volumen de nitrógeno de 896.7 mmpcd.

Por clasificación, la producción de gas asociado, que incluye aguas someras y producción terrestre, alcanzó un volumen de 4,825.7 mmpcd, lo que representó un ligero aumento de 0.1% respecto a 2014; y una participación de 75.4%.

La producción de aguas someras se ubicó en 3,283.0 mmpcd, un incremento de 6.3% respecto a 2014, y una participación de 51.3% del total de la producción; de este volumen 776.9 mmpcd fueron de nitrógeno.

Por otro lado, en el caso de la producción terrestre, se tuvo una disminución de 10.9% respecto a 2014, pasando de 1,732.0 mmpcd a 1,542.7 mmpcd; este volumen representó una participación de 24.1% del total de la producción, y un contenido de nitrógeno de 119.7 mmpcd.

Finalmente la producción de gas no asociado alcanzó un volumen de 1,573.3 mmpcd, es decir, una disminución de 8.0% respecto a 2014, y una participación de 24.6% respecto al año anterior.

2.3.1 Infraestructura de Gas Natural

Uno de los avances de la Reforma Energética durante 2016, fue la transferencia de los activos que conforman los Sistemas Nacional de Gasoductos (SNG) y Naco-Hermosillo por parte de Petróleos Mexicanos al CENAGAS.

Pemex transfirió al CENAGAS alrededor de nueve mil kilómetros de ductos, con una capacidad de más de 5,000 mmpcd de gas natural. De esta forma, el CENAGAS, como gestor independiente del SISTRANGAS, garantizará condiciones efectivas y equitativas de competencia en el mercado que transporta y almacena la mayor proporción de gas natural del país e impulsará la participación de terceros.

En tanto, el CENAGAS en su carácter de Permisionario de Transporte de Gas Natural (Transportista) tiene como mandato dirigir la operación y mantenimiento de la infraestructura transferida por Petróleos Mexicanos a dicho Centro.

Al cierre de 2015, la CRE tenía vigentes 31 permisos de acceso abierto, de los cuales 28 están en operación, uno en construcción, uno por iniciar obras y uno por iniciar operación, estos permisos representan una longitud total de 15,755.9 kilómetros (Km). Del total de kilómetros autorizados, 10,068.0 km pertenecen al SISTRANGAS, operados y gestionados por el CENAGAS y 5,687.9 km pertenecen a empresas particulares.

2.3.2 Precio del Gas Natural

La Comisión Reguladora de Energía utiliza como mercados de referencia internacional las cotizaciones del gas registradas en el Houston Ship Channel (HSC), Henry Hub (HH) y el Sur de Texas (ST), y como ajuste por transporte en México, las tarifas máximas autorizadas al SISTRANGAS¹³.

Los costos de transporte entre la frontera en Reynosa y los ductos del sur de Texas se incorporan en función del saldo en el balance de comercio exterior del gas natural, que resulta relevante para la determinación del costo de oportunidad del gas natural objeto de venta de primera mano.

En 2015, el precio de referencia del gas natural promedió 2.6 USD/MMBTU, lo que representó 39.1% menos que el promedio en 2014, el cual fue de 4.3 USD/MMBTU, esto debido al incremento en el inventarios de gas en los EUA.

En el caso del precio de gas natural a usuarios finales en el sector residencial, en diciembre de 2015, el precio promedió 9.7 USD/MMBTU. En este sector, la zona con el precio más bajo fue Ciudad Juárez con 6.0 USD/MMBTU, esto debido a que los cargos de transporte y la tarifa de distribución fueron de los más bajos respecto a las otras zonas.

En contraste, el precio más alto lo presentó la zona de La Laguna-Durango, con un precio a usuarios finales de 15.7 USD/MMBTU, ya que la tarifa de distribución de esta zona fue la más alta con respecto a otras zonas, alcanzando 12.8 USD/MMBTU.

El precio a usuarios finales en el sector servicios promedió 5.3 USDS/MMBTU. La zona de Puebla-Tlaxcala, fue la que presentó el menor precio con 3.6 USD/MMBTU debido a que la tarifa de distribución fue la más baja comparada con las otras zonas (0.9 USD/MMBTU).

¹³ Ibídem pág. 41

En contraste la zona que presentó el precio más alto fue Rio Panuco con un precio de 7.1 USD/MMBTU.

Finalmente, el sector industrial tuvo un precio promedio de 4.0 USD/MMBTU, siendo la zona de Monterrey la que presentó el menor precio con 3.0 USD/MMBTU, y Rio Pánuco fue la zona con el mayor precio (6.8 USD/MMBTU), esto debido a que la tarifa de distribución fue la más alta con 4.3 USD/MMBTU.

2.3.3 Comercio Exterior de Gas Natural

Como se mencionó anteriormente, México es un importador neto de gas natural. En el caso del volumen importado por PEMEX, éste fue de 1,418.4 mmpcd, es decir, el 40.0% del volumen total importado, este volumen representó un incremento de 4.5% respecto a 2014 debido a la menor producción de gas natural, y al mayor volumen de gas transportado por medio del Gasoducto Ramones I (Camargo-Ramones).

En 2015, la importación por parte de particulares alcanzó un volumen de 2,129.7 mmpcd, lo que representó el 60% del total importado. Este volumen significó un incremento de 41.7% respecto a 2014, dentro de las importaciones por particulares se incluye la importación de CFE, las cuales presentaron un aumento debido al mayor consumo de gas de importación derivado de las conversiones a gas natural de las Unidades 1, 2 y 4 de la CT Puerto Libertad; Unidad 3 de la CT Emilio Portes Gil y las Unidades 9, 10, 11 y 12 de la CT Manzanillo¹⁴.

En el balance de gas natural seco, se observa que su producción presentó una disminución de 7.4% respecto a 2014, pasando de 4,392.8 mmpcd a 4,066.8 mmpcd en 2015. Para cubrir la demanda de gas (7,504.1 mmpcd), se recurrió a un mayor volumen de gas importado alcanzando un volumen de 3,548.0 mmpcd.

En lo que respecta a los balances regionales, la región Noroeste presentó una demanda de 606.2 mmpcd, lo que representó un incremento de 22.1%. En esta región se importó un total de 637.3 mmpcd y se exportó un volumen de 9.7 mmpcd.

¹⁴ Informe Anual CFE 2015, pág. 92

En la región Noreste, se tuvo una producción de 957.5 mmpcd, lo que significó una disminución de 16.3% respecto a 2014, en el caso del volumen de gas natural importado en la región, este alcanzó un volumen de 2,534.2 mmpcd.

En lo que respecta a la demanda, ésta fue de 2,464.2 mmpcd, la exportación de gas seco fue de 2.8 mmpcd, y el volumen de gas enviado a otras regiones fue de 972.4 mmpcd.

La región Centro Occidente, presentó una demanda de 1,134.6 mmpcd, 7.7 % más que en 2014. En el caso del volumen importado, éste fue de 376.5 mmpcd y 746.7 mmpcd provinieron de otras regiones, sin embargo esta región presentó un déficit de 11.4 mmpcd.

La región Centro presentó una oferta de 919.4 mmpcd, 152.3 mmpcd más que en 2014. Para cubrir esta demanda la región recibió de otras regiones un total de 919.4 mmpcd.

Finalmente, la región Sur –Sureste tuvo una disminución de 4.3% en la producción de gas seco, alcanzando un volumen de 3,109.3 mmpcd, mientras que la demanda en la región fue de 2,379.7 mmpcd, enviando el excedente a otras regiones.

3. Prospectiva del Mercado de Gas Natural

3.1 Demanda

En 2030, casi todos los sectores presentarán un incremento en su demanda a excepción del sector petrolero, la cual disminuirá 34.0% respecto a 2015. El sector eléctrico consumirá el 58.7%, con un volumen de 5,301.2 mmpcd, ubicándose como el mayor consumidor de gas natural; le siguen los sectores industrial, con 23.2% de participación; petrolero con 16.1%; residencial y servicios con 1.3% y 0.6% respectivamente; y, finalmente, el sector autotransporte con 0.1%.

3.1.1 Sector Eléctrico

En 2030, el sector eléctrico tendrá una demanda de combustibles fósiles de 5,447.0 mmpcd, lo que representará una disminución de 0.9% respecto a 2015, y una tmca de -0.1%.

Esta disminución se debe a la transición energética que se está dando en nuestro país, lo que lleva al desarrollo de nuevos proyectos de generación de energías limpias. En este sentido, se pronostica que la demanda de combustóleo disminuya 98.6% pasando de 637.5 mmpcdgne a 8.8 mmpcdgne, el carbón disminuirá 97.5% y el diésel 83.6% respecto a 2015. Por su parte, el coque se incrementará 4.9% alcanzando un volumen de 105.7 mmpcdgne y la demanda de gas natural se incrementará 39.6%.

Los datos anteriores refuerzan la hipótesis sobre la importancia de la implementación de la Reforma Energética en el largo plazo en el mercado de gas natural, pues como se aprecia en los datos, esta fuente de energía será la más importante con un porcentaje de participación de 97.3% del consumo total de combustibles.

3.1.2 Sector Industrial

Las autoridades de nuestro país, esperan que para el año 2030, la demanda de combustibles fósiles alcance un volumen de 3,166.3 mmpcdgne, lo que representará un incremento de 31.3% respecto a 2015.

En este sector, todos los combustibles aumentarán su demanda a excepción del combustóleo, el cual dejará de consumirse a partir del 2019. El combustible más utilizado seguirá siendo gas natural con 66.2% de la demanda total del sector; le sigue el carbón, con una participación de 11.9%, coque de petróleo con 11.0%, diésel con 6.4%, y, finalmente, gas L.P. 4.4%.

En el caso de gas natural, la demanda pasará de 1,375.8 mmpcd a 2,097.3 mmpcd en 2030, lo que representará un incremento de 52.4%.

Un dato interesante que aporta el documento Prospectiva del Gas Natural 2016-2030, es la estimación para el año 2030, que menciona que la rama industrial que más demandará gas natural será la química con una participación de 19.0%, lo que representará una demanda de 398.6 mmpcd, le sigue la rama de la industria básica de metales con 358.3 mmpcd.

3.1.3 Sector Petrolero

En 2030, la demanda de combustibles en el sector petrolero alcanzará un volumen de 1,728.5 mmpcdgne, lo que representará una disminución de 30.3% respecto a 2015, y una tmca de -2.4%.

En este sector el combustible más demandado seguirá siendo el gas natural con una participación de 84.0%, seguido de combustóleo con 8.6%, diésel 6.9%, y finalmente gasolina y gas L.P con 0.3% y 0.2% respectivamente.

En el caso de gas natural, la disminución será de 34.0%, pasando de 2,200 mmpcd a 1,451.1 mmpcd en 2030, con una tmca de -2.7% en el periodo de 2015 a 2030.

3.1.4 Sector Residencial

En 2030, la demanda de combustibles en el sector residencial presentará una disminución de 14.5% respecto a 2015, pasando de 1,187.4 mmpcdgne a 1,015.1 mmpcdgne en 2030, lo que representará una tmca de -1.0%.

En este sector el gas L.P. seguirá siendo el combustible más utilizado con una participación de 52.7% (535.3 mmpcdgne), lo que representará una disminución de 118.2 mmpcdgne.

El dato anterior sugiere que las empresas oferentes de gas natural no tendrán mucho éxito en la penetración de este sector.

En segundo lugar se posiciona la leña con un volumen de 359.4 mmpcdgne (35.4%), y, finalmente, el gas natural con una participación de 11.9%. La demanda de gas natural

se incrementará 27.2% pasando de 94.6 mmpcd en 2015 a 120.4 mmpcd en 2030, este incremento se debe a la sustitución de gas L.P y leña por gas natural.

3.1.5 Demanda Regional de Gas Natural

La demanda de gas natural alcanzará un volumen de 9,031.3 mmpcd, lo que representará un incremento de 20.4% respecto a 2015, y una tmca de 1.2% en el periodo de 2015-2030.

La región que demandará más gas natural será la Noreste con una participación de 33.0%, le siguen la región Sur-Sureste con 21.6%, Centro-Occidente con 20.6%, Centro con 14.3% y, finalmente, la región Noroeste con 10.4%.

Durante el periodo de 2015-2030 todas las regiones presentarán un incremento, destacando la región Centro Occidente con 64.3% de aumento en su demanda, le siguen la Noroeste con un incremento de 55.4%, Centro con 40.7% y, finalmente, las regiones Noreste y Sur-Sureste con 21.0% y 6.4% respectivamente.

3.2 Oferta de Gas Natural

La Comisión Nacional de Hidrocarburos realizó una estimación de la producción de gas natural para los próximos 15 años.

En la extracción, se incluyen los campos con reservas descubiertas, en las que se tiene la certeza de la existencia de recursos en el subsuelo, aunque se tiene incertidumbre de la cantidad de recursos existentes. Los campos tienen asignados perfiles de producción e inversión para diferentes niveles de incertidumbre, estos perfiles se generan de acuerdo al volumen de reservas probadas, probables y posibles, presentadas a la CNH, de cada uno de los campos.

En exploración, cuenta con información de las oportunidades exploratorias que podrían ser descubiertas y desarrolladas. Estas oportunidades tienen asociado un nivel de riesgo y un nivel de incertidumbre, por lo que no se sabe a priori si existen hidrocarburos y, en su caso, el volumen de los mismos.

La CNH, estima que la producción de gas natural para el escenario mínimo, alcanzará un volumen de 2,691.8 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el año 2030, es decir, una disminución de 51.1% respecto a 2015.

En este escenario se observa que los primeros años la producción presentan una caída, estabilizándose a partir de 2024.

En el escenario máximo, la producción tendrá una disminución en los próximos años y, a partir de 2022, la producción comenzará a crecer debido a la producción por parte de las empresas ganadoras de las licitaciones, y se estima que la producción de gas alcanzará un volumen de 4,628.2 mmpcd en 2030, lo que representará una disminución de 15.9% respecto a 2015.

En el caso de la producción asociada a la extracción, para el escenario máximo, se estima que ésta disminuirá 62.3% respecto a 2016, alcanzando un volumen de 1,896 mmpcd en 2030. Esta disminución, se debe la declinación de los campos asignados a Pemex, y que actualmente se encuentran produciendo.

La producción asociada a la actividad de exploración se verá reflejada a partir de 2019, debido la entrada de los campos asignados en las rondas de licitación, el volumen máximo se alcanzará en 2027 con 2,847.8 mmpcd y, en 2030, la producción será de 2,731.9 mmpcd.

En el escenario mínimo, se estima que la producción por la actividad de extracción disminuirá en 75.2% respecto 2016, alcanzando un volumen de 1,246.4 mmpcd, esto debido a que la inversión en campos de extracción será menor, ya que depende del volumen de hidrocarburos a extraer en cada campo.

En el caso de la producción asociada a la exploración, se alcanzará un volumen de 1,445.5 mmpcd en 2030, y tendrá su máximo en 2027 con un volumen de 1,632.8 mmpcd.

En el escenario máximo, la producción de gas proveniente de áreas terrestres presentará un aumento de 8.5% respecto a 2016, alcanzando 2,621.7 mmpcd lo que representará

el 25.6% del total de la producción. Por otra parte la producción en aguas someras y profundas alcanzaran un volumen de 1,935.7 mmpcd y 70.8 mmpcd respectivamente

En cuanto al escenario mínimo, la producción de gas en áreas terrestres presentará una disminución de 32.7% respecto a 2016, alcanzando un volumen de 1.615.6 mmpcd en 2030.

En el caso de la producción en aguas someras, la disminución será de 60.3%, alcanzando un volumen de 1,044.6 mmpcd en el mismo año. Finalmente, se estima que la producción en aguas profundas alcanzará un volumen de 31.6 mmpcd en 2030.

Se estima que, en 2030, la producción de gas asociado para el escenario máximo alcanzará un volumen de 2,303.4 mmpcd, lo que representará una disminución de 43.1% respecto a 2016.

En el caso del gas asociado, éste cobrará relevancia en 2022 por la entrada en operación de campos de gas en áreas terrestres, alcanzando un volumen de 2,324.8 mmpcd en 2030¹⁵.

En el escenario mínimo, se estima que el gas asociado alcanzará un volumen de 1,598.9 mmpcd en 2030, lo que representará un porcentaje de participación de 59.4% del total de la producción. En cuanto al gas no asociado, este tendrá un porcentaje de participación de 40.6 % con un volumen de 1,092.9 mmpcd.

¹⁵ Prospectiva de Gas Natural 2016-2030, pág. 60

3.2.1 Comercio Exterior de Gas Natural

Se espera que hacia el futuro E.U.A. pase de ser un importador neto, con 2,732.2mmpcd de gas natural en 2015, equivalente a 3% del suministro total en ese país, a ser un exportador neto en 2018.

A lo largo de 2020, México será un mercado en rápido crecimiento para el gas natural estadounidense, mientras que Canadá seguirá siendo un modesto exportador neto a los Estados Unidos.

Se espera que en 2030, la producción de gas natural alcance un volumen de 3,737.5 mmpcd, sin embargo, esta producción no cubrirá la totalidad de la demanda nacional, la cual se espera se ubique en 9,030.4 mmpcd, y para poder cubrir la demanda, será necesario recurrir a importaciones.

El dato anterior sugiere que a pesar de todos los esfuerzos de la Reforma Energética, México no parece que se vaya a convertir en un país exportador neto de gas natural.

La importación de gas natural presentará un incremento de 52.4% respecto a 2015, alcanzando un volumen de 5,406.9 mmpcd, y presentando una tmca de 2.8% durante el periodo de 2015-2030. Se espera que, a partir de 2017, la totalidad de las importaciones de gas se realicen mediante ductos, debido a la entrada de la nueva infraestructura de gasoductos en los próximos años.

En el caso de las exportaciones, éstas alcanzarán un volumen de 113.9 mmpcd en 2030, lo que representará una tmca de 15.9% durante el periodo 2015-2030.

En 2030, la demanda de gas natural seco alcanzará un volumen de 9,030.4 mmpcd, que representa una tmca de 1.2 para el periodo de 2015-2030. En el caso de la producción, se espera que el volumen sea 3,737.5 mmpcd, 8.1% menor respecto a 2015, y tendrá una tmca de -0.6%. Por otra parte, en 2030, las importaciones, llegarán a niveles de 5,406.9 mmpcd, y se espera que las exportaciones serán de 113.9 mmpcd.

VIII.- Conclusiones.

En este documento de investigación se analiza el comportamiento del mercado de gas natural en México en dos tiempos importantes: antes y después de la Reforma Energética.

De acuerdo a los documentos oficiales de la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se pudo constatar que, al 1 de enero de 2016, la curva de reservas de gas natural total (asociado y no asociado), presentaba una tendencia a la baja de manera pronunciada.

También se constató que en materia de comercio exterior, nuestro país seguirá siendo exportador neto de gas natural durante los siguientes 15 años.

En materia de demanda por gas natural, éste tuvo una participación de 43.8% con un volumen de 7,504.1 mmpcd, le sigue la gasolina con una participación de 22.3%, diésel con 12.7%, carbón con 7.3%, gas L.P. con 6.3%, combustóleo 4.9% y finalmente coque de petróleo con 2.6% de participación.

En prospectiva, casi todos los sectores presentarán un incremento en su demanda a excepción del sector petrolero, la cual disminuirá 34.0% respecto a 2015. El sector eléctrico consumirá el 58.7%, con un volumen de 5,301.2 mmpcd, ubicándose como el mayor consumidor de gas natural; le siguen los sectores: industrial, con 23.2% de participación; petrolero con 16.1%; residencial y servicios con 1.3% y 0.6% respectivamente; y, finalmente, el sector autotransporte con 0.1%.

En este trabajo se plantearon dos hipótesis:

- 1.- La Reforma Energética es una de las reformas clave para el desarrollo del país, pues las reservas de gas natural al año 2016 presentan una tendencia descendente.
- 2.- A pesar de la aprobación de la Reforma Energética, el país continúa creciendo a tasas desiguales entre el norte y el sur del país.

En cuanto a la primera hipótesis, en este trabajo quedó de manifiesto que, sin las rondas implementadas posteriormente a la Reforma Energética, este país no tendría una capacidad sólida para incrementar la oferta de gas natural en el largo plazo.

El éxito de la reforma energética en este mercado consiste en la capacidad de ampliación de la red de ductos, la inversión privada en todos los puntos de la cadena de valor, y las ganancias del Estado Mexicano por concepto de licitaciones.

Respecto a la segunda hipótesis planteada, queda de manifiesto que el país se divide en dos zonas económicas de manera general: el norte y el sur.

El norte es una zona industrializada en donde existe un pujante crecimiento de la demanda por gas natural, que es equivalente a que es una zona que experimenta mayores tasas de crecimiento económico que en comparación con el sur del país, en donde la demanda por gas natural es consistentemente más baja, y por ende experimenta menor crecimiento.

IX.- Bibliografía

1. Comisión Federal de Electricidad. Informe Anual 2015.
2. Constitución política de los Estados Unidos Mexicanos.
3. Iniciativa del titular del Ejecutivo Federal, que contiene Proyecto de Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera y Ley de Asociaciones Público Privadas.
4. Iniciativa del titular del Ejecutivo Federal, que contiene Proyecto de Decreto por el que se expide la Ley la Industria Eléctrica.
5. Ley de Hidrocarburos.
6. Petróleos Mexicanos. Informe Anual 2015.
7. Prospectiva de Gas Natural 2012-2026.
8. Prospectiva de Gas Natural 2016-2030.
9. Ross, Stephen (1973). "The Economic Theory of Agency: The Principal's Problem". American Economic Association Vol. 63 No. 2: 134-139.
10. Stigler, George (1971). "The theory of economic regulation". The Bell Journal of Economics and Management Science, Vol. 2, No. 1 (Spring, 1971): 3-21.

Sitios Consultados.

- <http://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php>
- https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62944/Gas_natural_y_Gas_L.P._2014-2028.pdf
- https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177624/Prospectiva_de_Gas_Natural_2016-2030.pdf
- <http://petroleo.colmex.mx/index.php/estadisticas/95>
- <https://datos.gob.mx/busca/dataset?tags=gas>
- <http://catalogo.datos.gob.mx/dataset/mexico-prospero-estadisticas-por-entidad-federativa/resource/3d104401-8421-4527-9152-5cfa0434ea6d>
- http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/default.aspx
- <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>
- <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx>

Documentos de Trabajo es una serie de investigaciones de análisis de la Fundación Rafael Preciado Hernández, A. C.

Fundación Rafael Preciado Hernández, A.C.

Ángel Urraza No. 812, Col. Del Valle, C.P. 03100, Ciudad de México