

Venezuela, dale gas

Javier Campo Marquina

c/ José Fentanes, nº89, Portal J, 1ºi
28035 Madrid
Tel. 650.304.389
Fax 91.307.18.33
jcampo19@gmail.com
Doctorando de la UNED

Fecha versión: mayo de 2005

Agradecimientos:

Prof. Dr. Francisco Javier García-Verdugo Sales

Prof. Dr. José María Marín Quemada

SINOPSIS

Venezuela cuenta con un enorme volumen de recursos de gas natural, sin embargo en la actualidad no exporta más que pequeñas cantidades de productos derivados del mismo. Esto a juicio del autor del trabajo es un error, ya que dispone de reservas suficientes para abastecer durante muchos años al mercado doméstico y para exportar vía gasoductos o GNL, y obtener un gran beneficio a cambio de ello. El presente trabajo examina las razones por las cuales el país no exporta gas natural, concluyendo que se trata de un sector con una grave crisis estructural que no cuenta a día de hoy con la infraestructura necesaria para exportar. Adicionalmente, Venezuela no parece que tenga un plan de acción ambicioso en cuanto a la posible exportación de gas en el futuro.

Palabras clave: gas natural, Venezuela, exportación, política energética, desarrollo económico.

ÍNDICE

I. Introducción	3
II. El mercado del gas natural en Venezuela	6
La oferta.....	6
La demanda	8
Previsiones de oferta y demanda	10
La política energética.....	11
Los proyectos.....	15
III. Claves para la exportación del gas natural	18
IV. Beneficios derivados de la exportación de gas.....	21
V. Conclusiones.....	24
Bibliografía.....	25
Anexo: Venezuela - acuerdos regionales.....	27

I. Introducción

La importancia del gas natural como recurso energético radica principalmente en el bajo impacto ambiental que tiene en el uso como combustible en comparación con otros carburantes¹, y en que se trata de un recurso muy importante como materia prima para el sector industrial, así como de un producto final de gran utilidad para los sectores doméstico y comercial. Por estos motivos, por la abundancia de sus yacimientos y el bajo precio del producto, el valor de este hidrocarburo gaseoso ha aumentado significativamente a lo largo de las dos últimas décadas y, además, cuenta con un mercado internacional en continua expansión, previéndose un aumento de la demanda mundial de este hidrocarburo del 2,5% promedio anual de la última década al 2,9% promedio anual para los próximos diez años².

En este contexto, Venezuela se encuentra en una posición privilegiada al ser el octavo país del mundo³ y el primero de América Latina en lo que a reservas probadas de gas natural se refiere, contando con cerca de 4,2 billones de metros cúbicos. Tal magnitud de reservas permite a un país del tamaño de Venezuela (cerca de 26 millones de habitantes) abastecer con amplitud al mercado doméstico y contar con excedentes para la exportación.

Desde hace décadas, el motor de la economía venezolana ha sido el petróleo, “despreciando” el potencial de sus recursos gasíferos. Esto en cierto modo es lógico si tenemos en cuenta que el mercado del crudo se ha desarrollado con anterioridad y que la demanda de este producto por parte de las economías industrializadas en la segunda mitad del siglo XX ha sido espectacular, hasta tal punto que se ha creado una dependencia muy fuerte hacia este recurso. Además, en el caso de Venezuela, una gran proporción de las reservas probadas de gas se caracterizan por estar asociadas al petróleo, por lo que gran parte de la producción de gas se inyecta o se ventea⁴. Conviene resaltar como prueba evidente del tardío interés de Venezuela por el gas natural, que hasta el año 1969 no se aprobó un Decreto por el que se regulaba

¹ El gas natural produce menos CO₂ que el Lignito, el Fuelóleo, la Antracita o el Gasóleo en la combustión. Asimismo, produce menos SO₂ que el Carbón, el Fuelóleo o el Gasóleo en la combustión de combustibles fósiles. Al tratarse del combustible de origen fósil más limpio, contribuye de manera determinante en la lucha contra la contaminación atmosférica.

² Fuente: Ente Nacional del Gas (ENAGAS)

³ Fuente: Agencia Internacional de la Energía

⁴ En 1997 las reservas de gas asociado representaban casi el 93% del total de reservas probadas y el 39% de la producción se inyectaba o venteara. Fuente: PDVSA.

la conservación de los recursos hidrocarburos⁵, cuyo objetivo principal era reglamentar el quemado del gas en los llamados mecheros.

Sin embargo, si bien es justificable que la industria venezolana del gas natural se haya desarrollado más tardíamente que la del petróleo, no parece coherente que un país con un nivel de reservas probadas tan extraordinario no explote al máximo las grandes posibilidades que le brinda este recurso; a saber, Venezuela no cuenta con una red de gasoductos interiores que proporcione gas a todas las regiones del país⁶ (sistema de transmisión insuficiente), ni con una red de distribución adecuada que suministre gas a todas las industrias que lo necesitan en aquellas regiones donde sí hay gas. Con todo, sí es cierto que el consumo interno de gas natural *per cápita* se encuentra entre los más elevados de la región. Asimismo, parece que existe una decidida mentalidad de “gasificar” la República mediante la creación de la infraestructura necesaria para desarrollar la industria del gas a escala nacional, con el objetivo fundamental de atender los requerimientos de gas del sector industrial, aunque también del sector doméstico y del comercial.

Por otro lado, Venezuela exporta productos derivados del gas natural, principalmente propano, gasolina natural y butano, pero no exporta gas natural vía gasoductos o licuado (GNL). A diferencia del mercado nacional, que como se ha dicho sí parece que existe voluntad política para llevar a cabo proyectos de desarrollo, en el plano internacional no se está elaborando una estrategia definida para explotar todas las posibles ganancias que podrían derivar de las exportaciones de gas natural. Y es ésta la cuestión principal del trabajo: ¿por qué Venezuela no exporta gas natural? Son diversos los beneficios que obtendría el país con la exportación vía gasoductos o GNL aparte de los puramente económicos derivados de la actividad, como por ejemplo avanzar en el proceso de integración energética regional, el impacto social positivo, el posicionamiento del país como un referente internacional en el mercado del gas, etc. Por estas razones es importante entender los motivos por los que actualmente no se exporta gas. Para comprenderlos, es necesario analizar en primer lugar en qué situación

⁵ Decreto 1816 (1969) por el que se regula la conservación de los recursos hidrocarburos. Anterior a este Decreto se aprobó la Ley de Hidrocarburos de 1943 que declaraba que todos los aspectos de la exploración, explotación, transformación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos son de utilidad pública.

⁶ El Estado ha delimitado el país en cuatro regiones geográficas con relación a las reservas de gas natural: Occidente, Central, Central-Oriental y Oriental. En el oriente del país, principalmente en el Centro de Despacho de Anaco, se concentra el 63% de la producción de gas natural y cuenta con casi el 70% de las reservas del país, mientras que la región con mayor déficit de recursos gasíferos es la región occidental, de ahí que se pretenda desarrollar el proyecto ICO (Interconexión del sistema de transporte de gas centro-oriente y occidente), con el fin de aliviar dicho déficit. Fuente: ENAGAS.

se encuentra el sector gasífero venezolano en la actualidad. Este análisis se realizará en la sección II, que contiene un apartado dedicado a la oferta, otro a la demanda y otro en el que se muestra una previsión del mercado venezolano del gas en el año 2020. Adicionalmente, se resumirán las líneas generales de la política energética de este hidrocarburo en Venezuela y en el último apartado se mostrará un resumen de los proyectos de inversión relacionados con el gas. En la sección III, se examinarán las claves del comercio internacional del gas, concretamente los requerimientos internos necesarios para exportar gas natural y su aplicación al caso venezolano. En la sección siguiente, se procede a la exposición de las posibles ganancias que generaría la actividad de exportación del hidrocarburo gaseoso, explicando las ventajas de la integración energética. En la última sección se detallarán las conclusiones.

II. El mercado del gas natural en Venezuela

La oferta

La industria venezolana del gas natural es de grandes dimensiones y se espera que en los próximos años su importancia aumente según se vaya desarrollando el gran potencial con el que cuenta. Atendiendo a los datos ofrecidos en el anuario “Petróleo y otros datos estadísticos” que publica el Ministerio de Energía y Minas, la duración de las reservas probadas de gas natural para el año 2002 es de 111 años. Tanto el nivel de reservas como la producción neta anual de Venezuela han aumentado desde 1990, aunque el nivel de producción lo ha hecho en mayor grado desde 1993, por lo que la *ratio* reservas/producción desde 1993 ha descendido sustancialmente (Tabla 1).

Si la evolución de las reservas probadas sigue el comportamiento de las reservas de petróleo tal y como ha sucedido hasta ahora, cabe esperar que la explotación del gas natural continúe condicionada a la explotación del crudo. Sin embargo, sería factible que siguiesen cauces diferentes si se aplicasen los nuevos objetivos del gobierno de explorar y explotar reservas no asociadas, si se aprovecha el gas contenido en aquellos yacimientos donde el petróleo se está agotando o si se emplean tecnologías que permitan la extracción de petróleo sin inyectar gas natural.

Tabla 1: *Ratio* reservas/producción de Venezuela.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Reservas probadas	3.429	3.582	3.651	3.909	3.965	4.065	4.052	4.121	4.150	4.155	4.179	4.200	4.181
Producción neta	28,5	29,0	28,9	30,4	32,2	38,2	39,4	40,7	42,4	37,3	41,4	41,6	37,5
Duración reservas (años)	120	124	126	129	123	106	103	101	98	111	101	101	111

Datos en miles de millones de metros cúbicos.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. PODE 2002.

Una de las principales características del mercado del gas natural venezolano, que ya se ha comentado en la introducción de este trabajo, es la preponderancia del gas asociado. Esta particularidad es muy importante ya que provoca que el mercado esté sujeto a una alta vulnerabilidad a las variaciones en la producción de petróleo, debido a que la mayor parte del gas generado en el país proviene conjuntamente de la producción petrolera. Esto es, de los casi 4,2 billones de metros cúbicos de reservas probadas de gas, sólo un 10% aproximadamente proviene de yacimientos de gas libre. Por ello, y con el fin de favorecer la diversificación de la composición de las reservas de

hidrocarburos, se está tratando de reorientar la visión de la industria mediante la concesión preferencial de licencias de exploración y explotación de yacimientos de gas libre, tanto en tierra firme como en alta mar.

En Venezuela, los tres segmentos claramente diferenciados de la industria del gas natural (producción, transmisión y distribución) los lleva a cabo la misma empresa estatal, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) o empresas subsidiarias⁷ de ésta, como PDVSA GAS; esto ocurre así desde que el Ejecutivo promulgase en 1971 la Ley que reservaba al Estado la industria del gas. El control de las tres actividades por parte de esta empresa ha impedido hasta ahora la participación de otros agentes, ya sean nacionales o extranjeros, privados o públicos, en la industria, a excepción de un sector reducido de la actividad de distribución⁸. Nos encontramos por tanto ante un mercado en el que existe un claro monopolio en los tres segmentos de la industria, tratándose de un fallo de mercado que se ha de corregir. Sí es cierto que en lo que respecta a los gasoductos, tal y como afirma Pierce (1996), tanto en el punto de partida como en la distribución y generalmente también para el transporte de largo recorrido, son monopolios naturales. Esto es lógico ya que las inversiones necesarias para la explotación de yacimientos gasíferos, así como para la transmisión y distribución del gas, son muy altas. Los costes fijos son elevados y decrecientes, por lo que sería muy ineficiente construir dos gasoductos que transportaran gas desde la misma región de partida hasta el mismo lugar de entrega, ya que incurrirían en grandes costes y no aprovecharían las economías de escala que se producen al aumentar el diámetro del gasoducto siempre y cuando se aproveche la capacidad máxima de transporte⁹. Sin embargo, esto no significa que en el mercado no puedan participar diversas empresas tanto públicas como privadas en la industria de un país, evitando de esa manera las situaciones monopolísticas.

Como muestra de este monopolio, si se calcula el índice de concentración industrial de Herfindahl-Hirschman¹⁰ para el sistema de transmisión de Venezuela, el

⁷ Por ejemplo, en 1997, las tres empresas subsidiarias de PDVSA que transportaban el gas en Venezuela son: Corpoven, que operaba el 64% de la red de gasoductos, Lagoven el 23% y Maraven el 13% restante.

⁸ Con respecto a la distribución de gas, también existe una alta concentración del mercado. PDVSA GAS tiene una participación de mercado equivalente al 86.3%, el resto del mercado es compartido las empresas paramunicipales del estado Zulia (12.59%), la empresa VDGAS en las ciudades de Puerto La Cruz y Barcelona con un 0.89%, y la empresa Domegas en la región Capital con un 0.22%. La participación de empresas privadas en la distribución de gas se debe a que éstas ya estaban presentes antes de que se promulgase la ley de 1971 y el Estado permitió que siguieran con el negocio.

⁹ Para obtener una más amplia información sobre la economía de los gasoductos véase Banks, "The political economy of natural gas" (1987).

¹⁰ Este indicador combina el número de empresas que forman parte de una industria y la participación de mercado que tiene cada una de ellas. Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula: $IHH = \sum Si^2$. Si el mercado no está concentrado, el IHH es menor a 1.000; si el mercado está moderadamente

índice arroja un valor de 10.000, que significa que existe una única empresa monopolista. Realizando el mismo cálculo para la actividad de distribución, se observa que también existe una alta concentración del mercado, ya que el valor del índice es igual a 7.607.

La demanda

Un rasgo del mercado del gas en Venezuela es que el consumo de este hidrocarburo para el período 1993 a 2002 muestra un grado de correlación positivo con la producción del 78%¹¹. En este mismo período, la demanda de gas ha aumentado significativamente (23%), y desde el gobierno se espera que siga incrementándose gracias a la política de *gasificar el país*, promoviendo el uso del gas natural en los procesos industriales, a los proyectos de inversión en infraestructuras que tienen planeado ejecutar y al crecimiento de la economía.

Tal y como se observa en la Tabla 2, la demanda de gas natural en Venezuela se encuentra altamente concentrada. El sector petrolero consume un tercio del total, destinando el gas principalmente a la recuperación del crudo en los yacimientos (47%) y en menor medida como combustible (29%), quedando un 9% para la transformación de Líquidos del Gas Natural (LGN) y distribuyendo el resto en las demás actividades de la industria petrolera que utilizan el gas como insumo. El consumo en los demás sectores de la economía también presenta una alta concentración, puesto que la industria eléctrica, la petroquímica y la siderúrgica tienen un peso superior al 70% del consumo total¹², donde además la participación de empresas estatales es predominante.

concentrado alcanza un valor entre 1.000 y 1.800, y si está altamente concentrado entonces toma valores superiores a 1.800. Para el caso de Venezuela en concreto, el c de este índice ha sido realizado por ENAGAS.

¹¹ Coeficiente de correlación del 0.783. Fuente: elaboración propia con base en datos del Ministerio de Energía y Minas.

¹² Excepto en 2002, año en el que el peso porcentual de estos tres sectores se situó en el 67%.

Tabla 2: Consumo interno de Venezuela.

Sector	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Eléctrico	30.245	29.155	36.095	37.920	36.043	37.948	31.812	30.258	39.085	35.843
Petroquímico	12.909	17.154	20.809	24.615	24.348	26.538	22.380	21.813	26.559	20.549
Siderúrgico	22.059	21.760	22.993	24.823	25.021	23.664	20.542	27.484	24.678	21.807
Cemento	5.999	5.957	6.225	6.491	6.818	7.418	6.946	6.674	6.338	5.438
Doméstico	5.513	5.317	5.081	5.224	5.815	6.884	7.104	6.571	5.644	6.656
Otros	14.679	15.234	16.066	16.058	17.255	18.297	17.085	15.516	15.857	25.657
Total sectores económicos	91.404	94.577	107.269	115.131	115.300	120.749	105.869	108.316	118.161	115.950
Total industria petrolera	50.410	58.497	60.060	64.412	67.022	63.586	64.079	50.807	51.725	59.195
TOTAL CONSUMO	141.814	153.074	167.329	179.543	182.322	184.335	169.948	159.123	169.886	175.145
% Industria petrolera s/ consumo total	35,55%	38,21%	35,89%	35,88%	36,76%	34,49%	37,71%	31,93%	30,45%	33,80%

Datos en miles de barriles equivalentes de petróleo (MBEP).

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. PODE 2002.

En Venezuela, el grado de sustitución del gas por otros combustibles depende principalmente de las políticas públicas. Estamos por tanto frente a un mercado que presenta una elasticidad cruzada dependiente de las políticas públicas, en el cual el gobierno determina las pautas a seguir en cuanto a la utilización de las fuentes de energía primaria que servirán de insumo en los procesos industriales de las empresas estatales, lo que por ende, y puesto que la mayor parte del consumo lo realizan estas empresas, determina en gran medida el consumo o sustitución de este hidrocarburo por otro combustible.

Un aspecto importante que debe mencionarse es que la demanda de gas en Venezuela tiende a ser inelástica, es decir, la demanda de gas responde en menor proporción a las variaciones ocurridas en el precio. Esto se debe principalmente a los altos costes en infraestructura en los que han de incurrir los consumidores para tener acceso al gas, a la falta de opciones de suministro al estar la oferta monopolizada y a que la mayor parte de los clientes, empresas estatales, establecen contratos de largo plazo sin incorporar cláusulas acordes con la estructura actual de los mercados de gas natural, como por ejemplo los contratos firmes de compra (*take or pay contract*).

Nos encontramos por tanto ante un sector que presenta diversos fallos de mercado que el gobierno debe tratar de subsanar. Como más adelante se explica, parece que se está llevando a cabo un proceso de reorientación de las políticas públicas con el objetivo de liberalizar el mercado y promover la libre competencia, con el fin de beneficiar al usuario final mediante un servicio más eficiente y barato. Sin embargo, lograr este objetivo es complicado y sin duda debe enfocarse a largo plazo, ya que los

cambios estructurales necesarios pueden resultar nocivos si no se realizan con prudencia.

Previsiones de oferta y demanda

Este apartado se basa en la publicación de Naciones Unidas “Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá”¹³. El objetivo de este apartado es realizar un balance previsional entre la oferta y la demanda de gas natural para los próximos años en Venezuela, con el fin de analizar las posibilidades reales que tiene el país de abastecer la demanda interna de gas y al mismo tiempo desarrollar un plan de exportación de este producto. Se trata en definitiva de saber si el país cuenta con los recursos suficientes como para abastecer al mercado doméstico y exportar durante un período razonable de tiempo.

En el estudio de las NN.UU. se parte de un escenario base, en el que la producción aumenta significativamente de acuerdo con los planes de expansión previstos por el Ejecutivo y en el que se toman como válidas las proyecciones de demanda de gas natural efectuadas por PDVSA de 1999 a 2013 y las elaboradas por OLADE de 2013 a 2020, éstas últimas estimadas de acuerdo al aumento previsto de la población. Por tanto, para el escenario base nos encontramos con un nivel de consumo interno de 106.000 millones de metros cúbicos y un volumen de exportaciones de 3.000 millones de m³. Los resultados del análisis de este primer escenario para el año 2020 sitúan en 34 años la *ratio* reservas probadas/producción, y en 50 el número de años de duración que tendrían los recursos disponibles, lo que equivale a decir que Venezuela dispondría de recursos hasta el año 2070.

Posteriormente se plantea, tomando como referencia el escenario base, un escenario alternativo¹⁴ en el que se contempla la exportación masiva del producto vía gasoductos y GNL y en el que predomina la generación térmica (frente al predominio de las centrales hidroeléctricas). Para ello se supone un volumen de exportación en 2020 de 70.000 millones de m³ y un consumo interno de 106.000 millones de m³. Al mismo tiempo, para obtener los resultados de este escenario alternativo, se han

¹³ Publicación de las Naciones Unidas, elaborada por Alberto Brugman, Rafael Ocampo, Gerardo Ravinovich y Luis Fernández, y coordinada por Fernando Cuevas y Hugo Altomonte. Santiago de Chile, junio de 2002.

¹⁴ Este escenario alternativo corresponde al escenario A del estudio de NN.UU.

planteado dos hipótesis con relación a la producción y los recursos¹⁵: la totalidad de los recursos no podrían recuperarse y por lo tanto la producción sería menos intensa. Una vez planteadas las hipótesis, los resultados del estudio indican que la *ratio* reservas probadas/producción sería de 19 años y que Venezuela aún contaría con recursos disponibles 29 años más.

Por lo tanto, partiendo de la hipótesis de que el estudio realizado por las instituciones anteriormente mencionadas es correcto, o que al menos los resultados se aproximan a lo que va a ocurrir, se espera que ante un escenario en el que Venezuela exportaría gas natural masivamente, en el cual predominaría la generación térmica de electricidad (que equivale a decir que se consumiría más gas internamente) y en el que no se recuperarían todos los recursos disponibles, Venezuela aún dispondría de recursos hasta el año 2049.

La política energética

El gobierno venezolano, a través del Ministerio de Energía y Minas y del Ente Nacional del Gas (ENAGAS), que son los encargados de regular este sector, ha reorientado la política energética del país otorgando al gas natural una mayor relevancia en los planes de desarrollo nacionales. Se desea desde el Ejecutivo que este hidrocarburo se convierta en uno de los pilares fundamentales sobre los que se sustente el desarrollo económico y social del país. Concretamente, se pretenden alcanzar cinco grandes objetivos interrelacionados: garantizar en el largo plazo el abastecimiento de gas a la nación, desarrollar la infraestructura de transporte y distribución, desarrollar la producción de gas libre, promover el desarrollo industrial del país y redirigir la capacidad de pago de los diferentes actores. Están relacionados porque, para satisfacer la demanda interna de gas y abastecer con suficiencia al sector industrial con vistas a su desarrollo utilizando el gas como insumo básico, es necesario llevar a cabo la explotación de reservas no asociadas y desarrollar una infraestructura de transmisión y distribución que permita llegar a todos los consumidores. Pero esto no es tarea fácil, para ello se requieren grandes inversiones que permitan renovar y ampliar las infraestructuras existentes y explorar y explotar yacimientos nuevos de gas no asociado, inversiones que el Estado o sus empresas, PDVSA y sus filiales principalmente, no

¹⁵ Corresponde al análisis pesimista del estudio de NN.UU. en el que se produce una recuperación parcial de los recursos.

pueden afrontar. Nos encontramos por tanto ante uno de los grandes problemas que han impedido a la industria desarrollarse plenamente: la financiación de las inversiones en infraestructuras. En una industria que requiere unos niveles de inversión tan elevados, debe participar el sector privado en el mercado, ya que si no es partícipe, a largo plazo se producirá entre otras cosas una grave carencia de infraestructuras y un desfase estructural.

Desde 1971, año en el que se promulgó la ley que reservaba al Estado la industria del gas, la participación del capital privado en grandes proyectos ha sido casi nula. Las más importantes infraestructuras existentes hoy día se construyeron principalmente en las décadas de los setenta y ochenta por parte de empresas propiedad del Estado (gracias a los ingentes ingresos fiscales derivados del aumento de los precios del petróleo). En los años noventa no se materializaron proyectos significativos, lo que denota que la realidad del sector gasífero venezolano es que se encuentra anticuado y poco desarrollado. Es a partir del año 1999, año en el que se promulga la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos y a la que acompañó al año siguiente el Reglamento de esa misma ley, cuando se reactiva el desarrollo de la actividad, permitiendo la participación del capital privado nacional e internacional. Esto queda reflejado en el Artículo 2º de dicha Ley:

“Artículo 2º. Las actividades de exploración en las áreas indicadas en el artículo anterior, en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, así como la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases, se rigen por la presente Ley y pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, en los términos establecidos en esta Ley.

Queda igualmente comprendido en el ámbito de esta Ley, lo referente a los hidrocarburos líquidos y a los componentes no hidrocarbureados contenidos en los hidrocarburos gaseosos, así como el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.”

(Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela Nº 36.793 de fecha, 23/09/1999)

Asimismo, dicha ley establece entre otras disposiciones la restricción de la integración vertical en la cadena del negocio del gas, establece las bases para el

desarrollo de campos de gas no asociado y regula mecanismo de establecimiento de tarifas para los consumidores¹⁶.

Otra implicación importante de la ley es que debe permitirse el uso de los gasoductos a otras compañías si éstos no transportan gas al máximo de su capacidad, lo cual parece racional y acorde con la teoría económica, ya que se aprovecha al máximo la capacidad de los mismos y evita que se tenga que realizar nuevas inversiones en gasoductos desperdiciando recursos. Dicho esto, el usuario de los gasoductos debe pagar por la utilización del mismo al propietario, con el fin de garantizar un mercado justo.

Es importante destacar que en el año 2001 el Estado promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la cual, en su Artículo 10º establece:

“...Las instalaciones y obras existentes, sus ampliaciones y modificaciones, propiedad del Estado o de las empresas de su exclusiva propiedad, dedicadas a las actividades de refinación de hidrocarburos - naturales en el país y al transporte principal de productos y gas, quedan reservadas al Estado en los términos establecidos en este Decreto Ley.”

(Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela Nº 37.323 de fecha, 13/11/2001.)

Parece que existe una doble vertiente con respecto a la L.O. Hidrocarburos Gaseosos y un cambio en la orientación de la política energética en cuanto a la participación del sector privado en las actividades gasíferas que debe explicarse con claridad desde el gobierno si se desea transmitir la transparencia y credibilidad necesaria a los inversores.

En la actualidad, Venezuela se plantea de forma tímida la posibilidad de exportar gas natural a medio-largo plazo. No se ha incluido la exportación de gas natural dentro de los grandes objetivos de la administración ya que el autor de este trabajo opina que no es un planteamiento decidido, basándose esta opinión en la información que representantes o instituciones del gobierno han ido ofreciendo públicamente. Nelson Martínez, director de PDVSA y presidente de PDVSA Gas afirmó en una entrevista¹⁷ en julio de este año que “...la mayor parte de esta producción estará destinada en primera instancia a abastecer el mercado venezolano, mientras que el *remanente* se exportará hacia América del Norte, el Caribe y América del Sur. A los

¹⁶ En el Parágrafo Único del Artículo 12º de la ley, se establece que las tarifas para los consumidores menores serán el resultado de la suma del precio de adquisición del gas, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución.

¹⁷ Esta información puede encontrarse en un artículo publicado por PDVSA el 7/07/2004.

Estados Unidos, por ejemplo, enviaremos el primer cargamento en el 2009”. Por otro lado, en el Plan Nacional del Gas publicado por el Ente Nacional del Gas en 2002 se habla de que “...los grandes recursos de gas natural y el superávit de producción de gas proyectado a partir del año 2005, *permitirían la oportunidad* de desarrollar proyectos a mediano plazo para la exportación de gas natural licuado a gran escala...”, y se valora la opción de exportar gas como una oportunidad más que como un plan de acción seguro. En el siguiente apartado de esta sección se analizarán los proyectos de inversión y se explicará el por qué de esta falta de confianza con respecto a los planes del gobierno de exportar gas.

Atendiendo a la regulación de los precios, es preciso señalar que el mercado ha estado marcado tradicionalmente por un desajuste entre los precios del gas para el sector doméstico e industrial. Esta distorsión en los precios entre uno y otro sector se está tratando de solucionar mediante un nuevo proceso de ajuste de precios iniciado en 1996. Actualmente, los precios están regulados de acuerdo a una división regional realizada por el Estado como primer paso hacia el establecimiento de precios de mercado. Al respecto, tal y como asevera Bonadonna (2003), conviene resaltar que para que una industria se desarrolle plenamente, se requiere de unos precios pagados por los productos, el gas en este caso, que permitan el reembolso de los costes de producción, así como de la recuperación de la inversión inicial y con los que se pueda hacer frente al pago de impuestos y que, además, aseguren una rentabilidad suficiente sobre el capital invertido. Por ello, debe ser el mercado el que asigne los precios, ya que serán la oferta y la demanda las que establezcan el valor real del producto, reaccionando así ante los precios; y si la oferta es suficientemente amplia, los precios serán bajos y los consumidores saldrán beneficiados. Además, es cuando la oferta y la demanda determinan el justo valor de un producto cuando realmente puede lograrse la máxima eficiencia, ya que los usuarios ajustarán su consumo de acuerdo al valor que le den al mismo. Pero en la actualidad, y hasta que no exista una competencia efectiva, se fijarán los precios del producto utilizando modelos de simulación basados en principios de eficiencia económica, y se liberarán los mismos cuando haya competencia.

En el marco legal ambiental se aprobó una ley en el año 1992 por la cual se establecían tres requerimientos básicos; a saber, la utilización de auditorías ambientales para las instalaciones existentes, la realización de estudios de impactos ambientales para actividades futuras y la determinación de planes y programación de las actividades que sean necesarias para cumplir con las regulaciones ambientales. Hay que destacar

también que para cada fase de actividad de petróleo, gas y electricidad, es necesario obtener una licencia ambiental, para lo cual quien las solicite debe proporcionar los correspondientes informes de impactos ambientales.

Como colofón de este apartado, hay que resaltar que Venezuela impone unos aranceles a la importación de gas natural, al propano y al butano del 5% *ad valorem* y que no concede subvenciones a la exportación de gas. Asimismo, de todos los volúmenes de hidrocarburos gaseosos extraídos de cualquier yacimiento, y no reinyectado, el Estado tiene derecho a una participación del 20% como regalía, y ésta puede ser cobrada por el Estado en especie o en dinero (Ley de Hidrocarburos Gaseosos, 1999).

Los proyectos

Dado que el núcleo del trabajo se centra en la exportación de gas natural de Venezuela, o mejor dicho en la ausencia de exportación, en este último apartado de la sección se resumirán los proyectos más relevantes, pasados y presentes, relacionados con la exportación de este hidrocarburo.

A continuación se muestran los proyectos de inversión en gasoductos internacionales más relevantes que en principio no se piensa ejecutar, atendiendo al grado de madurez de los mismos¹⁸.

Proyectos con estudios de viabilidad:

- Venezuela – Maicao (Colombia): estudio realizado en 1991 por la empresa colombiana ECOPETROL. Consistía en un gasoducto de 230 Km. de longitud, con un diámetro de 20” y una capacidad de 5,7 millones de metros cúbicos diarios (5,7 MMmcd). La inversión requerida era de 406MM \$ USA. Finalmente no se llevó a cabo debido a los descubrimientos de reservas de gas en Colombia.
- Ulé (Venezuela) – Maicao/Tibú (Colombia): realizado por OLADE y la Comunidad Andina de Fomento (CAF) en 1992. Contaba una longitud de 170/330 Km. dependiendo de la ciudad de entrega, un diámetro del tubo de 16”

¹⁸ Figueroa, F. (1999) “El mercado del gas natural en Venezuela” publicación de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la Comisión Económica Para América Latina y el Caribe (CEPAL) y Sociedad Alemana de Cooperación Técnica (GTZ).

y una capacidad de 2,1 MMmcd. Requería una inversión igual a 92/175 MM \$ USA (dependiendo de la ciudad de entrega).

- Gasoducto Panamericano: Comprendía un longitud total de 3.755 Km., desde Morón (Venezuela) hasta Cactus (Méjico), con un diámetro de gasoducto de 36” y una capacidad de 28,3 MMmcd. Fue elaborado por Brown & Root, Inc. en 1995 y su presupuesto es de 3.000 MM \$ USA.
- Gasoducto Trans-Caribe: con una longitud total de 3.572 Km., comprendía desde Orinoco (Venezuela) hasta Miami (EEUU), con un diámetro del tubo de 36”/24” y una capacidad de 56,7 MMmcd la inversión estimada sería de entre 1.000 y 6.800 MM \$ USA. El principal problema de este proyecto radicaba en las profundidades que tendría que atravesar en alta mar.

Proyectos al nivel de idea:

- Venezuela – Brasil: idea planteada por OLADE/CEPAL/GTZ que supone un gasoducto que iría desde la cuenca del Orinoco hasta la ciudad de Manaus, para unirlo posteriormente a Brasilia, Río de Janeiro y San Pablo.

En cuanto a los proyectos de exportación de gas natural licuado en alta mar, los más importantes son el que se desarrollará en el norte de Paria y la Plataforma Deltana, en la costa de Delta Amacuro. Ambos comprenden la participación conjunta de capital estatal por parte de PDVSA y agentes privados.

El primero de ellos, llamado proyecto Mariscal Sucre, es un proyecto que parece que finalmente se va a ejecutar tras varios cambios de nombre y muchos problemas y retrasos¹⁹. Se desarrollará junto con varias empresas privadas (Shell, Mitsubishi y Qatar Petroleum) y prevé la explotación de las reservas del golfo de Paria para el abastecimiento del mercado interno y la posible exportación de GNL a partir del año 2009. La inversión total se sitúa en 2.500 MM \$ USA, y se estima una producción de gas no asociado de 29,7 MMmcd.

El proyecto Plataforma Deltana se ha convertido en la bandera de los planes en alta mar, y tiene como objetivo comenzar a suministrar GNL a partir de 2009. Consiste en el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado mar adentro en un área

¹⁹ El proyecto tuvo su origen en los años noventa y su nombre originario era Cristóbal Colón, pero se canceló y ha sido retomado bajo el mandato del presidente Chaves.

de 6.500 Km² dividido en cinco bloques. Se prevé una producción de gas de 28,3 MMmcd, dirigida a satisfacer la demanda del mercado interno y otra parte para la exportación. El proyecto incluye la infraestructura de transporte hasta el Complejo Industrial Gran Mariscal Ayacucho (CIGMA). Sin embargo, sólo se han otorgado licencias para iniciar operaciones en dos de los cinco bloques: en febrero de 2003 el bloque 2 se otorgó a Chevron Texaco y Conoco Phillips, y en esa misma fecha el bloque 4 a Statoil. Si bien es cierto que se le ha dado el visto bueno previo a Chevron Texaco para el bloque 3 y falta otorgarle la licencia.

También se está procediendo al otorgamiento de licencias de exploración y producción en áreas con yacimientos de gas natural no asociado situados en tierra firme. Estos proyectos, a diferencia de los de GNL, en los que participa el Estado, se llevarán a cabo por parte de empresas privadas sin participación estatal.

Los proyectos mencionados en este estudio no son los únicos que están en marcha actualmente, y tampoco los únicos que se han planteado ejecutar en las últimas décadas. Han sido varios los *grandes* proyectos relacionados con el gas natural que gobierno tras gobierno han barajado ejecutar, sin embargo pocos se han hecho realidad. La escasez de inversiones en la década anterior y la falta de transparencia y de comunicación por parte de la administración, han provocado la desconfianza hacia los proyectos venezolanos gasíferos de muchos agentes económicos y especialmente de la gente del pueblo. Si bien es cierto que en la actualidad, y salvando el retraso provocado por los incidentes políticos de los últimos dos años, parece que sí se está desarrollando un plan de acción que comprende el desarrollo de una serie de proyectos relevantes, eso sí, principalmente orientados a la mejora de la industria para el abastecimiento nacional.

III. Claves para la exportación del gas natural

Lo primero a tener en cuenta a la hora de plantearse la exportación de un recurso no renovable debe ser la disponibilidad del mismo. En este caso, como se ha explicado en el apartado *Previsiones de oferta y demanda* de la sección anterior, Venezuela cuenta con recursos suficientes para exportar gas natural y abastecer el mercado doméstico durante un largo período de tiempo.

El segundo paso consistiría en analizar las posibilidades que tiene el producto de ser comprado en los mercados internacionales. Para ello, se ha establecido un diagrama (Diagrama 1) con los posibles compradores, diferenciando si se trata de exportación vía gasoductos o GNL. La elaboración de dicho diagrama con los posibles importadores de gas se ha basado en los requerimientos internos actuales y futuros de este hidrocarburo²⁰ de las economías seleccionadas. Obviamente, uno de los factores determinantes en la elección del modo de exportar gas es la distancia y las condiciones geofísicas que han de superarse para su transporte, ya que el coste de transportar GNL suele disminuir con relación a los gasoductos si las distancias son muy grandes o si los gasoductos han de pasar por aguas profundas (Banks, 1987).

En el caso de exportación por gasoductos, se estima que la opción más factible es la exportación hacia Colombia, ya que los requerimientos de gas de este país hacia el año 2020 serán superiores a sus reservas²¹, por lo que necesitará importar gas de otro país. Colombia podría a su vez suministrar a Ecuador y a Centroamérica. Por otro lado, las exportaciones a Brasil se deberían a la merma en la producción de gas por parte de Argentina en la segunda mitad de la próxima década, por lo que el gran mercado brasileño necesitaría abastecerse de otra fuente de recursos si quisiera seguir consumiendo gas, especialmente si se cumplen las predicciones de aumento de la demanda de este país.

Las exportaciones de GNL tendrían como destino primario el mercado estadounidense, país que si bien tiene más reservas que Venezuela, es importador de este hidrocarburo. Además, se espera un crecimiento del 2,7% anual de las importaciones de GNL por parte de Estados Unidos de 2000 a 2010²². En cuanto a las

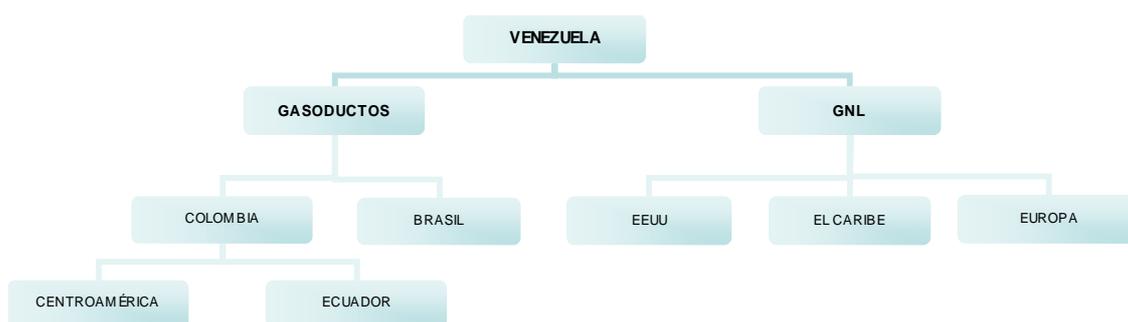
²⁰ Véase la publicación del Ministerio de Energía y Minas "PODE 2002" y la publicación de OLADE/CEPAL/GTZ "Interconexiones y Perspectivas para el comercio de gas natural en América Latina y el Caribe 2000-2020".

²¹ Una ampliación del estudio sobre los requerimientos futuros de gas en América Latina se puede encontrar en Figueroa, F. (1999): "Interconexiones y Perspectivas para el Comercio de Gas Natural en América Latina y el Caribe 2000 – 2020".

²² Fuente: ENAGAS

exportaciones al Caribe y a Europa, es preciso señalar que la estimación como posibles compradores de GNL venezolano se deben a que actualmente estos países son importadores de gas natural. El Caribe, por su cercanía y buenas relaciones institucionales con Venezuela, y Europa, principalmente España y Francia, por su necesidad imperiosa de importar gas, podrían convertirse en importantes compradores.

Diagrama 1: Posibles destinos de exportación del gas natural.



Fuente: elaboración propia con datos del Ministerio de Energía y Minas.

Como paso previo a la exportación, conviene tener en cuenta ciertos factores de gran importancia. En primer lugar hay que destacar los factores de riesgo²³. Se trata de una actividad que acarrea unas inversiones sustanciales que únicamente pueden recuperarse a largo plazo. En este contexto, el papel de los gobiernos es vital, puesto que deben establecer un marco legal e institucional transparente y predecible para los inversores y de seguridad para los consumidores como protección ante cualquier abuso. Esto está directamente relacionado en el caso de Venezuela con la necesidad de mejorar las infraestructuras si desea exportar gas natural, condición indispensable para la transferencia de la energía. ¿Por qué? Porque el país necesita de la inversión privada para reestructurar el sector y modernizar y ampliar las infraestructuras del mismo, pero sólo conseguirá atraer inversores si éstos estiman que recuperarán la inversión obteniendo un beneficio mayor que el que obtendrían invirtiendo en otros activos.

Cabe añadir que en lo que respecta a las reformas institucionales, en el caso venezolano sería adecuado una aceleramiento en los procedimientos, ya que son muchas las ocasiones en las que la maquinaria administrativa del Estado que afecta al sector es excesivamente lenta.

²³ Véase Appert (2002) en los apuntes finales de la Conferencia sobre el comercio “Cross-border gas trade conference”.

Con todo, lo ideal es que exista un marco de regulación e institucional que ofrezca garantías de transparencia y estabilidad. En este contexto, también se reduciría el riesgo-país evitando el encarecimiento de la financiación. Al respecto, en ocasiones es incluso necesario que las administraciones se impliquen en el proyecto y asuman parte del riesgo, al menos en la primera fase del mismo. También es necesaria la cooperación entre los gobiernos de los países exportadores e importadores para evitar la doble imposición.

Otro aspecto destacable es la necesidad de homogeneizar la normativa legal en cuestiones medioambientales, con el fin de garantizar el desarrollo de las actividades energéticas en un marco de desarrollo sustentable. Además, si la normativa en los temas ambientales difiere en gran medida de unos países a otros, puede provocar distorsiones al favorecer a aquellas empresas que residan en países más permisivos en su legislación anticontaminante.

No parece que Venezuela cumpla perfectamente con los requisitos anteriores, puesto que como se señaló en el anteriormente en el apartado dedicado a la *política energética*, existe en la actualidad un importante contrasentido entre la Ley de Hidrocarburos Gaseosos y la Ley de Hidrocarburos. Debe esforzarse el gobierno venezolano en aclarar todos los aspectos que regulen el mercado del gas si se desea facilitar la entrada de inversores privados. Y debe luchar también por estabilizar el ambiente político y social que tan vulnerable se encuentra en estos momentos, particularmente desde los acontecimientos sucedidos en el sector petrolero en diciembre de 2002.

En la actualidad el mercado del gas venezolano no es un mercado libre, si bien es cierto que se está siguiendo un camino de apertura gradual. Por ello, debe valorarse desde el Ejecutivo el asunto de la seguridad de la oferta. Muchos exportadores e importadores defienden la postura de los contratos firmes de compra, ya que permiten planificar con tiempo y adecuadamente el crecimiento de la oferta y la demanda, así como los ingresos derivados de la operación. En definitiva, se trata de facilitar el cálculo del flujo neto de caja o *net cash flow*, que a la postre es la base de todas las decisiones económicas (Ikoku, 1985). Éste se compone de las sumas anuales de las inversiones, ingresos y gastos proyectados, por lo cual, si conocemos qué cantidad se comprará y a qué precio, será mucho más sencillo de calcular.

IV. Beneficios derivados de la exportación de gas.

El eje de este documento es saber cuáles son los motivos por los que Venezuela no exporta gas, por tanto, del objetivo mismo de este trabajo se deriva que el país obtendría beneficios por realizar esta actividad exportadora, ya que en caso contrario, el estudio sería un sinsentido. De ahí deriva la importancia de esta penúltima sección, es decir, tratar de exponer las ventajas que Venezuela obtendría si exportara gas natural.

Sin duda la exportación de gas genera cuantiosos ingresos para el Estado, ya sea en forma de regalías, impuestos o por los propios beneficios operativos de las empresas estatales. Es cierto que algunos autores se decantan más por el consumo interno masivo de gas natural como fuente de desarrollo, exportando tan sólo propano-butano (GLP) debido a la mayor facilidad de transporte frente al gas natural (Montiel, 1999). Parece ésta una visión un poco conservadora para Venezuela, ya que las reservas de gas, como se ha comentado, son de grandes proporciones y permiten enfocar el desarrollo interno de la nación sin tener que olvidarse de la exportación y de los cuantiosos ingresos que podría generar dicha actividad.

Una alternativa podría ser la utilización masiva de gas en la generación de electricidad en centrales de ciclo combinado, con el objetivo de exportar los excedentes de producción. Pero para ello, al igual que en el sector gasífero, es necesario realizar inversiones, en primer lugar, para abastecer la demanda interna de manera satisfactoria, y en segundo lugar, para poder generar electricidad extra para exportar.

En el caso venezolano, el desarrollo de un sector gasífero potente podría disminuir la enorme dependencia que tiene de los ingresos derivados del petróleo. La diversificación de las exportaciones permitiría reducir la vulnerabilidad existente ante los vaivenes en el precio del crudo, que desestabiliza con frecuencia a la economía venezolana (país que con frecuencia padece la *enfermedad holandesa*). Además, fortalecería en gran medida la posición del país como proveedor de energía en el mundo y se aseguraría la presencia en las organizaciones de países exportadores de gas, teniendo un peso importante en la toma de decisiones.

Otro de los grandes atractivos de exportar gas sería la creación de empleo. Las grandes inversiones necesarias para garantizar una infraestructura energética adecuada, generan una gran cantidad de empleo directo en todas las fases del proyecto, pero especialmente en la fase de construcción de las plantas o gasoductos, donde la necesidad de mano de obra es muy grande. Por otra parte, las inversiones aumentarían la demanda

de las empresas auxiliares de la industria, generando de esta forma un número considerable de puestos de trabajo indirectos. Considerando que Venezuela tiene actualmente una tasa de paro superior al 15%²⁴, los beneficios sociales de dichas actividades serían muy importantes. En este sentido, la energía contribuiría a aliviar el peor problema social que azota a la región: la pobreza.

Venezuela es miembro de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) y de una serie de acuerdos de integración que se detallan en el Anexo a este estudio. Esto es relevante puesto que a priori facilita el proceso de integración energética del sector del gas, lo que a su vez está directamente vinculado con la exportación de este hidrocarburo. Por ello, es importante mencionar los efectos positivos que estos procesos podrían tener para Venezuela si este país liberalizase el mercado y participara decididamente en un proceso de integración energética regional. De hecho, siendo el país con mayores reservas de gas de la región, además de participar, debe desempeñar un papel central en el proceso.

¿Qué se consigue con la integración energética? En primer lugar, es evidente que el tamaño del mercado aumentaría y participarían más oferentes. Si el mercado amplía su oferta al aumentar el número de agentes partícipes, es de esperar que se produjese un aumento de la competitividad de las empresas, lo que resultaría en una disminución de los costes y un incremento de la productividad. Se mejoraría la seguridad del suministro y la calidad del servicio, por lo que es indudable que los consumidores obtendrían beneficios en este proceso, ya que dispondrían de una oferta más amplia y de un suministro más barato y de mayor calidad. La integración traería consigo además la creación de nuevas oportunidades de negocio y de inversión, resultado del mayor tamaño del mercado.

Por otro lado, la integración fortalecería las relaciones entre los países de la región puesto que se cubrirían los requerimientos de energía de cada país, y Venezuela sería un actor determinante al poder suministrar el energético gaseoso que necesitan esos países para su desarrollo económico y social. Pero también tendría efectos positivos sobre la población, al proporcionar energía de mayor calidad, más eficiente y menos contaminante (en el caso del gas natural o de la electricidad generada en plantas de ciclo combinado), y todo a un coste menor. En definitiva, ya no sólo aumentaría la calidad de vida de la población, sino que también podría aliviar la pobreza energética de

²⁴ Dato del Instituto Nacional de Estadística para julio de 2004.

la misma (Herrera, 2001). Pero una vez más, para poder avanzar en el proceso de integración, es altamente recomendable que el país cuente con un mercado libre en el que participen empresas privadas.

V. Conclusiones

En la introducción de este trabajo se planteó la cuestión inicial que motivó la realización del mismo: ¿por qué Venezuela no exporta gas natural? A lo largo del trabajo se ha ido explicando la situación que vive la industria del gas natural en Venezuela, las cuestiones básicas acerca del comercio internacional de este producto desde el punto de vista del exportador y las posibles ganancias como consecuencia de la actividad exportadora.

¿Cuáles son las conclusiones? En primer lugar, es indudable que Venezuela no cuenta con la infraestructura necesaria para exportar este hidrocarburo. Y no las tiene porque el sector de este país se encuentra sumido en una crisis estructural que necesita de la inversión privada para salir de ella. Además, no ha existido una voluntad decidida de ejecutar planes de exportación de este producto, no han faltado proyectos, pero sí mucha decisión.

Aún así, las cosas han cambiado mucho estos últimos años con la entrada en vigor de las nuevas leyes de hidrocarburos. Éstas permiten a los actores privados, nacionales y extranjeros, participar en la industria. En definitiva, Venezuela está en un proceso de reforma cuyo objetivo es alcanzar el libre mercado, que por otra parte es la única salida que tiene para modernizar el sector y convertirse en una potencia energética del gas natural, que le permitiría exportar grandes volúmenes de este producto.

Actualmente, existen dos proyectos en fase primaria de ejecución para explorar y explotar yacimientos en alta mar, con el objetivo de exportar GNL dentro de cinco años aproximadamente. Este tiempo debería ser suficiente para reformar aún más el marco legal e institucional y afrontar con garantías dicha actividad.

Por otro lado, sería recomendable que Venezuela se involucrara de manera más decisiva en el proceso de integración energética de la región. Tratándose de un país con unos recursos energéticos envidiables, debería incluso liderar ese proceso.

Aún queda mucho camino por recorrer antes de empezar a exportar.

Bibliografía

- Appert, O. *et al.* (2002): “Cross-border gas trade conference”, apuntes finales de la conferencia. Paris.
- Banks, F.E. (1987): “The Political Economy of Natural Gas”, Londres: Croom Helm.
- Bonadonna, T.S. (2003): “Presente y futuro de la industria del gas en Venezuela”, Presentación de la Asociación Venezolana de Procesadores de Gas. Caracas.
- Brugman, A. *et al.* (2002): “Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá”, Santiago de Chile: Naciones Unidas.
- Dirección de Planificación y Economía de Hidrocarburos (2003): “PODE 2002 - Petróleo y otros datos estadísticos”, Ministerio de Energía y Minas. Caracas.
- Ente Nacional del Gas (2002): “Plan Nacional del Gas”. Documento de ENAGAS. Caracas.
- Figueroa, *et al.* (1999): “El mercado del gas natural en Venezuela”, documento de trabajo, Caracas.
- Figueroa, F. (1999): “Interconexiones y Perspectivas para el Comercio de Gas Natural en América Latina y el Caribe 2000 – 2020”, documento de trabajo, Buenos Aires.
- Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela (1999): “Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos”, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 36.793 de fecha, 23/09/1999. Caracas.
- Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela (2000): “Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos”, Gaceta Oficial Extraordinaria N°5.471 de la República Bolivariana de Venezuela de fecha, 5/06/2000. Caracas.
- Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela (2001): “Ley Orgánica de Hidrocarburos”, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N°37.323 de fecha, 2/11/2001. Caracas.

- Herrera, J. (2001): “Liberalización y regulación: camino a seguir”, documento de trabajo, Caracas.
- Ikoku, C.U. (1985): “Economic Analysis and Investment Decisions”, New York: John Wiley and Sons.
- Montiel, L. (1999): “Guía para estudiantes sobre petróleo y gas”. Caracas: Arte.
- Pierce, William S. (1996): “The economics of the energy industries”, capítulo 10 “The natural gas industry”. Westport, Connecticut: Praeger.
- Secretaría de la OMC (2002): “Examen de las políticas comerciales. Venezuela”, Ginebra: Organización Mundial del Comercio, pp. 99-106 y 139-166.

Anexo: Venezuela - acuerdos regionales.

Signatarios/Acuerdo (fecha de la firma)	Trato concedido a las importaciones por Venezuela	Trato concedido a las exportaciones de Venezuela	Cobertura
A. ALADI			
a) Acuerdos de Alcance Regional			
Acuerdo de Preferencia Arancelaria Regional (PAR), con tres protocolos (27.4.84)	Reducciones arancelarias en función del origen, 34% (Bolivia, Ecuador y Paraguay), 20% (Chile, Uruguay) y 12% (Argentina, Brasil y México)	Reducciones arancelarias en función del destino, 12% (Bolivia, Ecuador y Paraguay), 20% (Chile, Colombia, Perú y Uruguay) y 28% (Argentina, Brasil y México)	Excluidas 960 partidas de 7 dígitos de la NALADI
Acuerdos Regionales de Apertura de Mercado Nos.1, 2 y 3 (30.4.83)	Franquicia arancelaria (importaciones de Bolivia, Ecuador y Paraguay)	Acuerdos unilaterales. Ninguna preferencia para las exportaciones venezolanas	Determinadas partidas
b) Acuerdos de Alcance Parcial			
Argentina: Acuerdo de Complementación Económica No. 48 (Venezuela con Colombia, Ecuador y Perú) (29.6.00); Segundo Protocolo Adicional (30.12.01)	Reducciones arancelarias de entre 30 y 100%	Reducciones arancelarias de entre 20 y 100%	990 (importaciones.) y 1.524 (exportaciones) partidas agropecuarias e industriales de 8 dígitos de la NALADI.
Brasil: Acuerdo de Alcance Parcial de Complementación Económica No. 39 (12.6.99)	Reducciones arancelarias de entre 10 y 100%	Reducciones arancelarias entre 10 y 100%	1.380 (imp.) y 1.640 (exp.) partidas agropecuarias e industriales de 8 dígitos de la NALADI

Signatarios/Acuerdo (fecha de la firma)	Trato concedido a las importaciones por Venezuela	Trato concedido a las exportaciones de Venezuela	Cobertura
Cuba: Acuerdo de Alcance Parcial No. 40, Primer Protocolo Modificadorio (27.8.99)	Reducciones arancelarias entre 50 y 100%	Reducciones arancelarias entre 20 y 100%	497 (imp.) y 301 (exp.) partidas de 8 dígitos de la NANDINA (productos agropecuarios e industriales)
Chile: Acuerdo de Complementación Económica No. 23 (2.4.93)	Reducciones arancelarias iniciadas en julio de 1993. Franquicia completa alcanzada en 1999, excepto 222 partidas de 8 ó 10 dígitos de la NANDINA	Igual trato que a las importaciones	Universo arancelario
Paraguay: Acuerdo de Alcance Parcial No. 21 (30.4.83); 13° Protocolo Adicional (15.8.03)	Reducciones arancelarias entre 10 y el 100%	Preferencias arancelarias entre 30 y 100%	240 (imp.) y 192 (exp.) partidas agropecuarias e industriales de 8 dígitos de la NALADI
Uruguay: Acuerdo de Alcance Parcial No. 25 (31.12.81); 18° Protocolo Adicional (31.12.01)	Reducciones arancelarias entre 13 y 85%	Reducciones arancelarias entre 33 y 100%	35 (imp.) y 57 (exp.) partidas agropecuarias e industriales de 8 dígitos de la NALADI

Signatarios/Acuerdo (fecha de la firma)	Trato concedido a las importaciones por Venezuela	Trato concedido a las exportaciones de Venezuela	Cobertura
--	--	---	------------------

B. Grupo Andino			
Bolivia, Colombia, Ecuador (26.5.69)	Desde 1992: i) Arancel Externo Común (AEC) para las importaciones procedentes de terceros países; ii) franquicia arancelaria para importaciones procedentes de otros miembros	Franquicia arancelaria	Universo arancelario. Los productos exentos del AEC y/o que gozan de franquicia arancelaria corresponden a 231 partidas.
Perú: Acuerdo Comercial (26.11.9 - ...)	Franquicia arancelaria	Igual trato que a las importaciones	188 (imp.) y 177 (exp.) partidas agropecuarias e industriales de 8 dígitos de la NANDINA

C. Grupo de los Tres			
Colombia, México: Tratado de Libre Comercio (13.6.94)	Plan de reducción arancelaria iniciado en 1995; franquicia arancelaria para julio de 2004. Para algunos productos sensibles (azúcar, cereales) reducciones terminarán de implementarse en 2009	Igual trato que a las importaciones	Universo arancelario, con excepciones (automóvil, de los textiles y las prendas de vestir, azúcar, cereales)

Signatarios/Acuerdo (fecha de la firma)	Trato concedido a las importaciones por Venezuela	Trato concedido a las exportaciones de Venezuela	Cobertura
--	---	--	-----------

D. América Central			
Colombia y países de América Central: Acuerdo sobre Comercio e Inversiones (10.2.93 – duración indefinida)			
Costa Rica: a) Acuerdo de Alcance Parcial (21.9.85-88); b) Primer Protocolo Modificadorio (20.9.92)	a) preferencias arancelarias que oscilan entre el 50 y el 100%; b) franquicia arancelaria	No se conceden preferencias	a) 16 partidas de 8 dígitos de la NANDINA; b) 311 partidas de 8 dígitos de la NANDINA (productos agropecuarios e industriales).
El Salvador: Primer Protocolo Modificadorio del Acuerdo de Alcance Parcial (13.1.91)	Preferencias arancelarias que oscilan entre el 20 y el 100%	No se conceden preferencias	57 partidas de 8 dígitos de la NANDINA.
Guatemala: a) Acuerdo de Alcance Parcial (29.1.85-88); b) Primer Protocolo Modificadorio (20.9.92); c) Segundo Protocolo Modificadorio (29.1.93)	a) Preferencias arancelarias que oscilan entre el 50 y el 100%; b) y c) franquicia arancelaria	No se conceden preferencias	a) 16 partidas de 8 dígitos de la NANDINA; b) 311 partidas de 8 ó 10 dígitos de la NANDINA (productos agropecuarios e industriales); c) una partida de 8 dígitos de la NANDINA.

Honduras: a) Acuerdo de Alcance Parcial (20.2.86-89); b) Primer Protocolo Modificatorio (20.2.92)	a) preferencias arancelarias entre 50 y 100%; b) franquicia arancelaria	No se conceden preferencias	a) 20 partidas de 8 dígitos de la NANDINA.; b) 311 partidas de 8 ó 10 dígitos de la NANDINA (productos agropecuarios e industriales)
Nicaragua: a) Acuerdo de Alcance Parcial (15.8.85-88); b) Primer Protocolo Modificatorio (20.2.92)	a) Preferencias arancelarias que oscilan entre el 50 y el 100%; b) franquicia arancelaria	No se conceden preferencias	a) 20 partidas de 8 dígitos de la NANDINA.; b) 311 partidas de 8 ó 10 dígitos de la NANDINA

E. CARICOM			
Acuerdo sobre Comercio e Inversiones (13/10/92-duración indefinida)	i) franquicia arancelaria para 157 partidas (22% de las imp. procedentes de CARICOM); ii) preferencias arancelarias iniciadas en enero de 1993 para 947 partidas (67% de las imp. procedentes de CARICOM)	Actualmente no se conceden preferencias arancelarias	El 89% de las imp. totales procedentes de CARICOM
Guyana: Acuerdo de Alcance Parcial (27.10.90)	Reducciones arancelarias entre 20 y 100% respecto de los tipos n.m.f.	No se conceden preferencias	61 partidas de dígitos de la NANDINA (productos agropecuarios e industriales)
Trinidad y Tobago: Acuerdo de Alcance Parcial (4.8.89)	Reducción arancelaria del 25% respecto de los tipos n.m.f.	Se concede igual trato que a las importaciones	21 (imp.) y 18 (exp.) partidas de 8 dígitos de la NANDINA (productos agropecuarios e industriales)