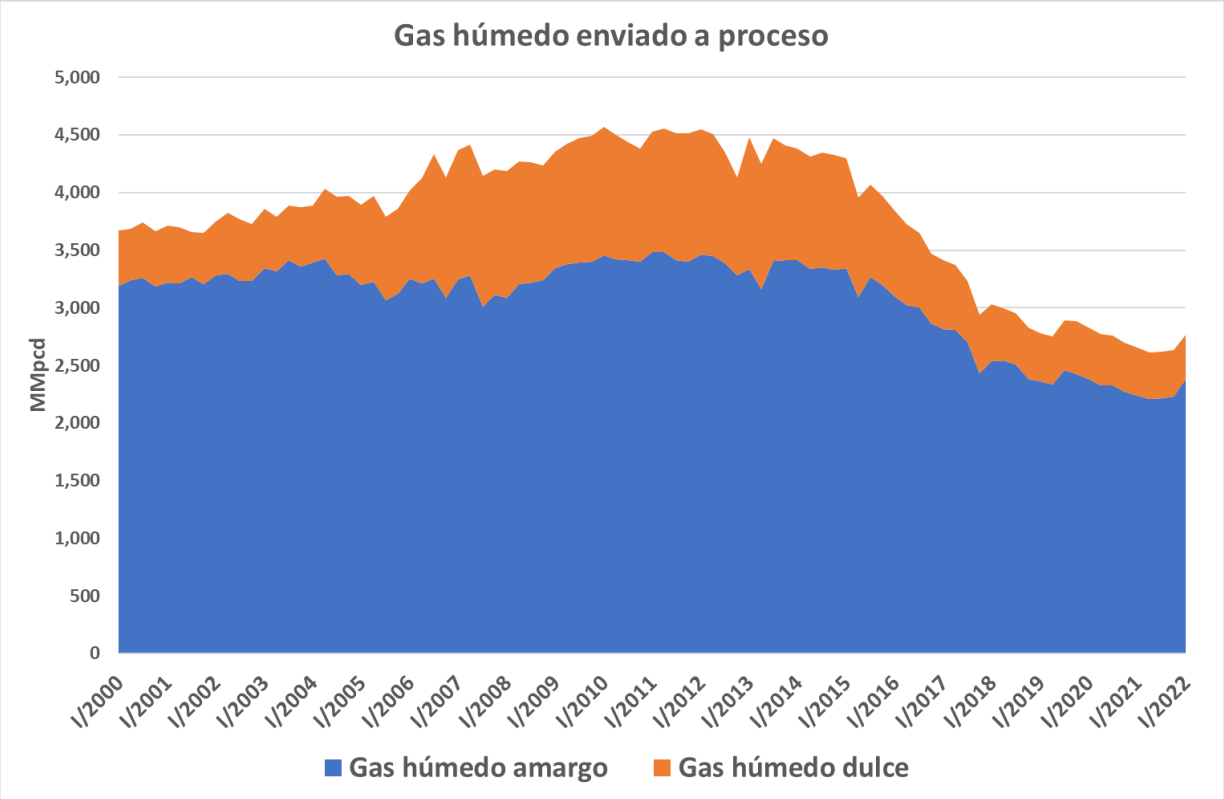
Aportaciones para un nuevo Plan Estratégico de Gas Natural

Segunda Parte – Mercado de Gas Natural

Francisco Barnés de Castro
Observatorio Ciudadano de la Energía

Evolución de la oferta de gas seco.

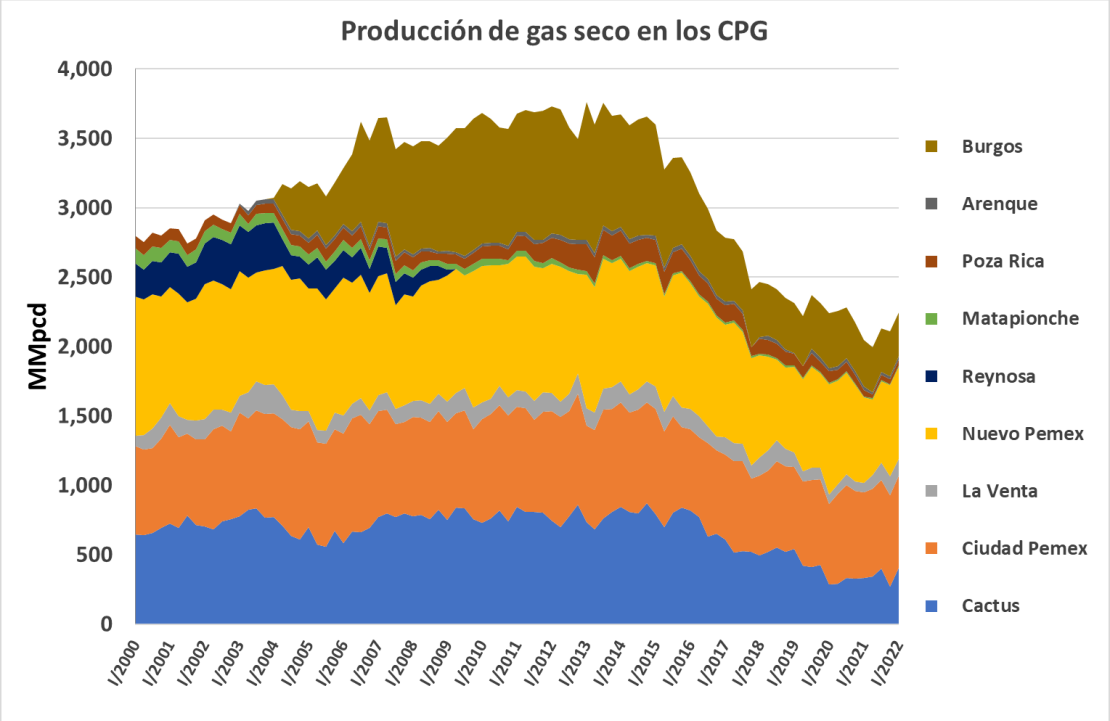
Como vimos en la primera parte de este trabajo, la producción de gas natural de Pemex se ubica en niveles muy inferiores a los registrados en 2009-2011 y una gran parte del gas asociado viene con un alto contenido de nitrógeno, lo que dificulta su procesamiento en los centros de procesamiento de gas, por lo que ha sido necesario reinyectar volúmenes crecientes de gas a los yacimientos o bien, quemarlos a la atmósfera.



Fuente: Sistema de Información Energética (SIE)

Desde el punto de vista de las plantas de proceso de gas de Pemex, se registran niveles de proceso bajo a muy bajo en la mayoría de los centros, así como utilización de procesos como el fraccionamiento y el de azufre en niveles históricamente bajos. Lo anterior porque la producción de crudo se ha estabilizado y ha dejado de caer, pero la producción de gas seco de campos que es susceptible de ser enviada a proceso ha seguido disminuyendo. Los primeros meses de este año se observa un pequeño repinte.

La producción de gas seco es la resultante de la oferta de gas húmedo a los centros de procesamiento de gas anteriormente mostrada, menos la extracción de gases ácidos, líquidos y autoconsumos.



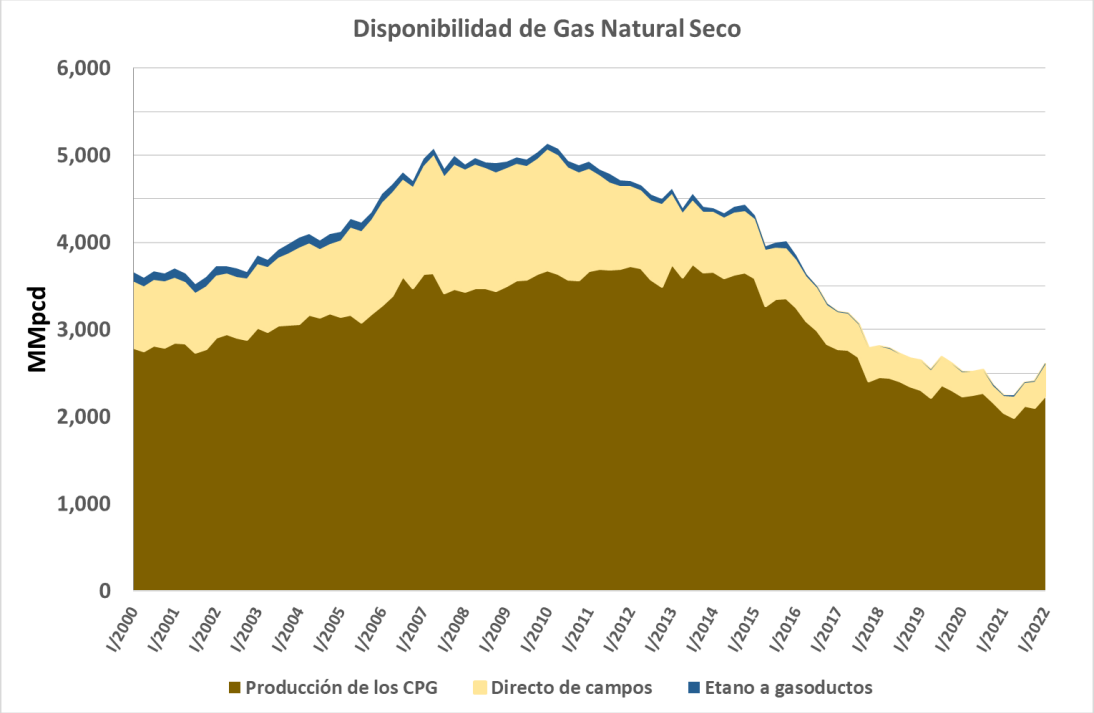
Fuente: Sistema de Información Energética (SIE)

A esta producción hay que sumarle el gas seco que se inyecta a la red de gasoductos directamente de los campos productores, así como el etano separado en los centros de proceso de gas que se reinyecta al gasoducto.

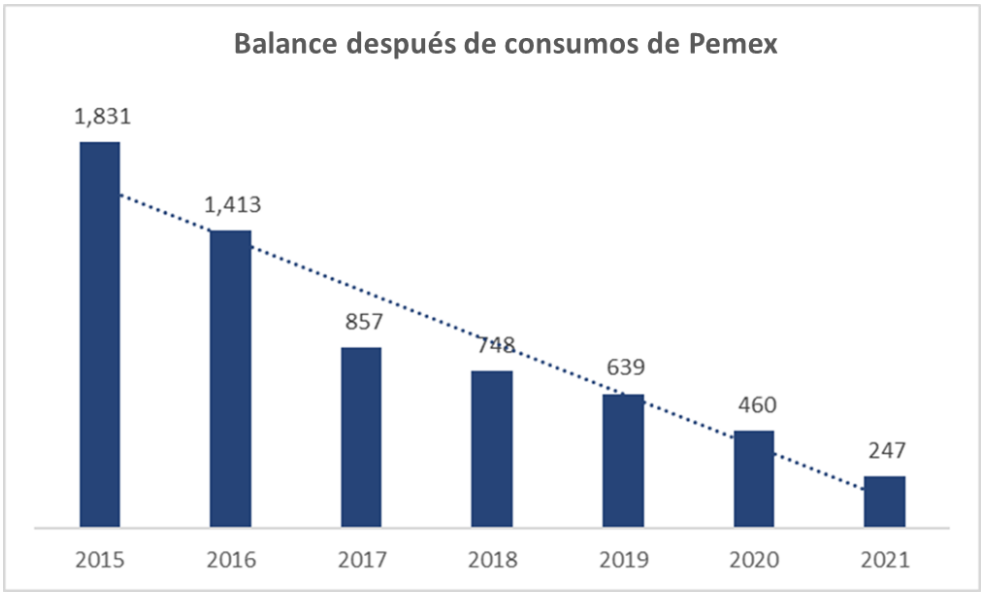
El etano enviado a ductos prácticamente se ha reducido a cero como consecuencia del déficit de etano de producción nacional que se requiere para la operación de los Complejos Petroquímicos de Pemex y del sector privado.

Para determinar la disponibilidad de gas natural para atender la demanda nacional, a la producción de gas seco hay que restarle el gas que se regresa a las plataformas marinas, para ser utilizado por PEP como bombeo neumático para la extracción de crudo.

El volumen de gas seco que se inyecta a la red nacional de gasoductos se ha ido reduciendo año con año y, al día de hoy, apenas es suficiente para atender la demanda del Sistema Nacional de Refinación y de los Complejos Petroquímicos de Petróleos Mexicanos. El balance neto de gas de Pemex es apenas positivo.



Fuente: Sistema de Información Energética (SIE)



Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH)

Esta historia se puede entender mejor con el denominado punto de arbitraje, que físicamente lo que significa es el punto en donde confluye el gas nacional con el gas importado; dicho punto físico ha ido desplazándose hacia el sur con el tiempo: En los 90's se ubicaba en Reynosa, en la siguiente década pasó de Altamira a Los Ramones y una década más tarde pasó a Cempoala y se quedó en Cempoala hasta finales

de la década pasada, pero la falta de producción de gas y un consumo propio de Pemex cada vez mayor, han llevado este punto físicamente a la zona de Minatitlán.

Es decir, el gas seco que se produce nacionalmente ya no alcanza para cubrir las necesidades del país más allá de la zona de Minatitlán y Cangrejera. A este ritmo, en un par de años va a ser necesario importar gas natural licuado en la zona de Mina o directamente para plataformas, haciendo al país completamente dependiente del gas importado.

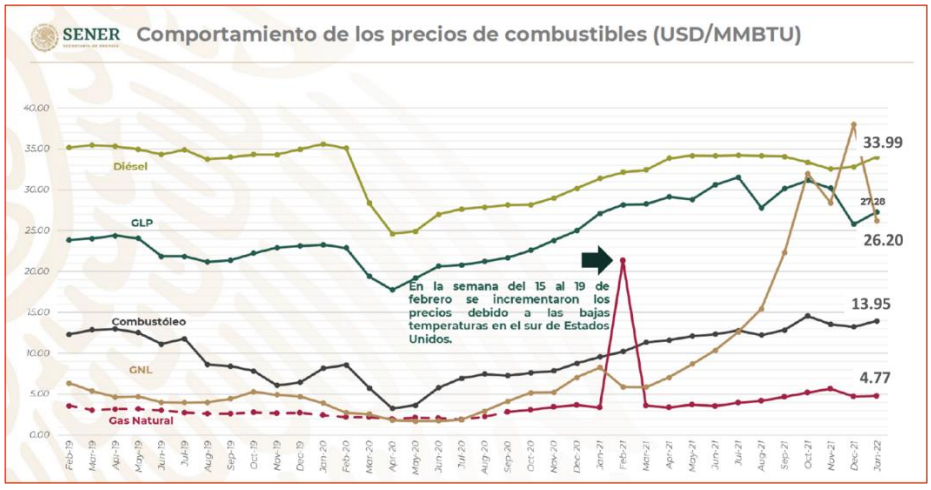
Con la tendencia actual, en 2023 Pemex requeriría gas importado, para la operación de sus refinerías e incluso para la extracción de crudo.

Esto lleva al extremo de que algunas áreas de PEP consideren factible importar Gas Natural Licuado (GNL) directamente para sus plataformas de regiones marinas, al costo económico y de seguridad nacional que esto representa; en lugar de que se dé impulso a la industria del gas natural en México.

Evolución de la demanda

Por muchos años el gas natural y el del combustóleo fueron intercambiables, en la medida que las centrales eléctricas y las calderas industriales contaran con quemadores duales. Por lo mismo, los precios de ambos combustibles, en términos de poder calorífico, eran muy similares. En la planeación del sector, se daba preferencia al uso del combustóleo, para minimizar sus costos de transporte. El mercado nacional de gas nacional era prácticamente autoabastecido.

Con el desarrollo de centrales de ciclo combinado para la generación eléctrica, ambos mercados de combustible, el del combustóleo y el del gas natural, empezaron a diferenciarse, ya que dichas centrales no pueden operar con combustóleo. Por otra parte, la irrupción a finales del siglo pasado de la tecnología de “fracking” implicó una abundancia creciente de gas natural en los EEUU, una reducción de su precio y un desacoplamiento de los precios de combustóleo y de gas natural, que hoy por hoy presentan diferenciales de 3 a 5 veces a favor del gas natural.



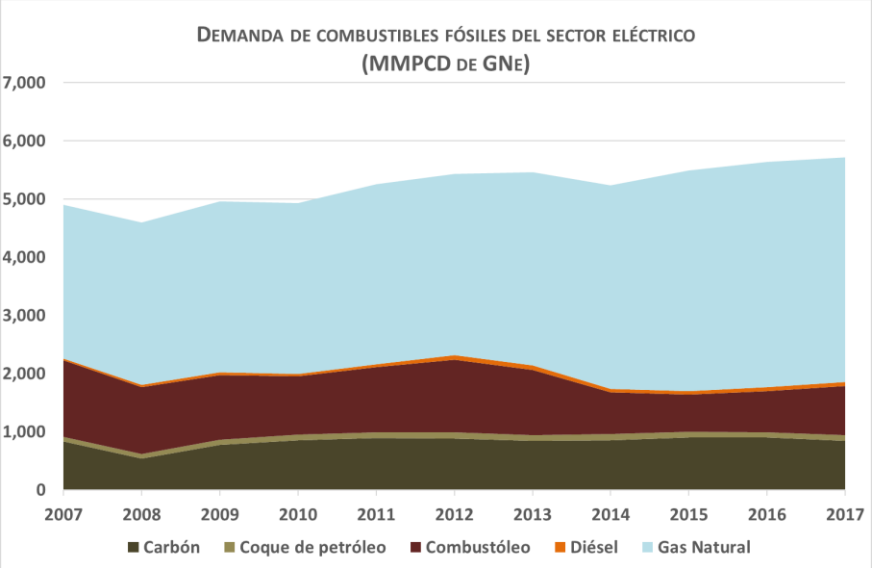
Fuente: SENER. Prontuario Estadístico. Febrero 2022

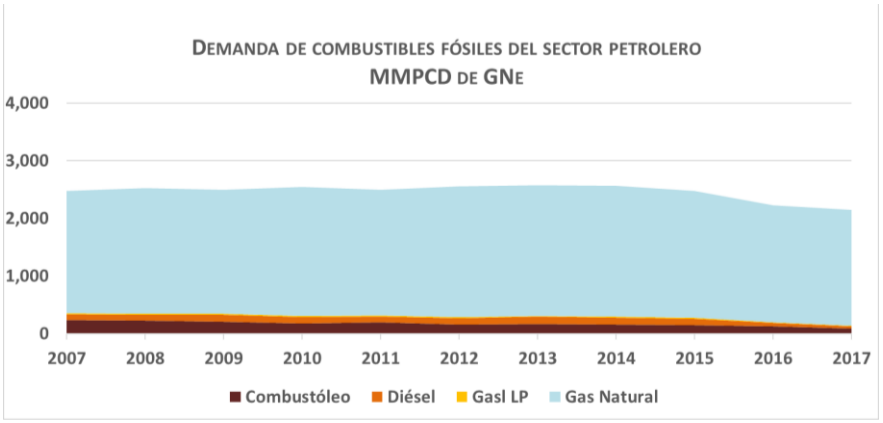
En la década de los 70's y 80's, la disponibilidad de gas natural era alta, por el bajo desarrollo del mercado en México y por la relativamente alta disponibilidad, por la producción de gas en la Región Sur del país y la incipiente zona marina. Tal era la disponibilidad que se inició la exportación de gas a Estados Unidos vía el Gasoducto troncal de 48 – 42" que unía los Centros Procesadores Cactus – Nuevo Pemex con la frontera, en Reynosa.

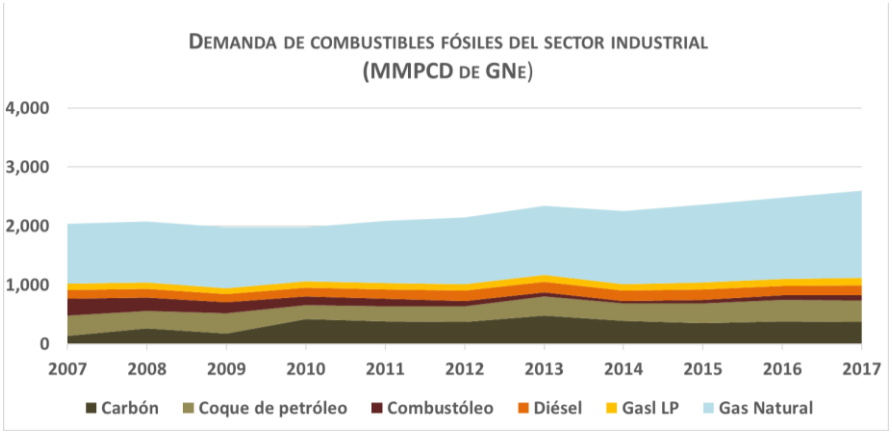
En la década de los 90's, el mercado de gas natural en México creció rápidamente y dejamos de exportar a Estados Unidos e iniciaron las importaciones, aunque en realidad eran pequeñas, únicamente por balance.

Hacia inicio de la década de 2010 las importaciones ya eran muy relevantes y se trabajó principalmente en incrementar los puntos de importación y la capacidad de los ductos de interconexión y de las centrales de compresión cercanas a la frontera de la Red Nacional de Gasoductos a cargo de Petróleos Mexicanos, así como la instalación de ductos adicionales de terceros con base en licitaciones públicas internacionales de reserva de capacidad convocadas por la CFE. Es también en esta década, en el 2014, como parte de la reforma energética, que se crea el CENAGAS, nueva entidad que asume la responsabilidad de administrar y operar la Red Nacional de Gasoductos que había sido desarrollada por Pemex.

La demanda de combustóleo ha sido gradualmente desplazada a lo largo de los años en todos los sectores por el gas natural, tanto por su ventaja de precio como por su menor impacto sobre la salud y sobre el medio ambiente, por lo que solo queda una demanda residual para abastecer las instalaciones industriales alejadas de los gasoductos y para la operación de las centrales térmicas que no han sido reconvertidas a gas natural. En los próximos años la demanda seguirá creciendo, fundamentalmente en los sectores eléctrico e industrial.

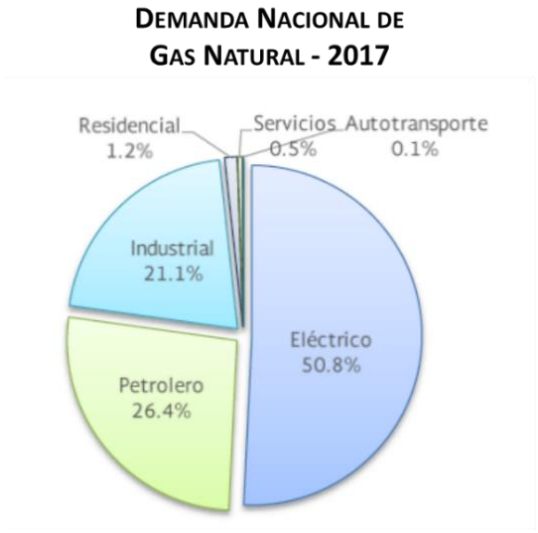


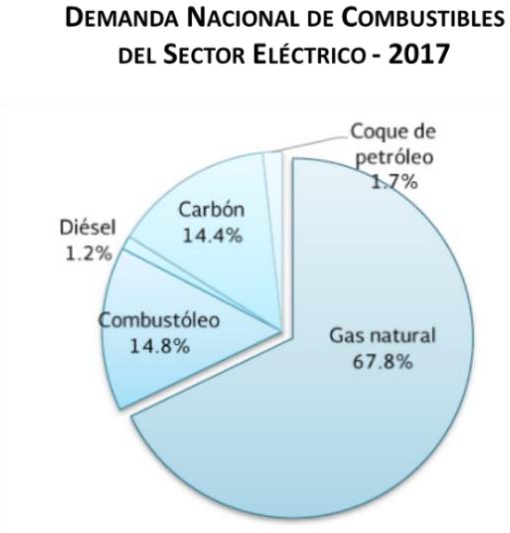




Fuente: SENER. Prospectiva de Gas Natural 2018-2032

Por otra parte, debido a la irrupción de la tecnología de ciclo combinado y las grandes ventajas que ésta ofrece, la interdependencia del mercado eléctrico y el de gas natural es cada vez mayor

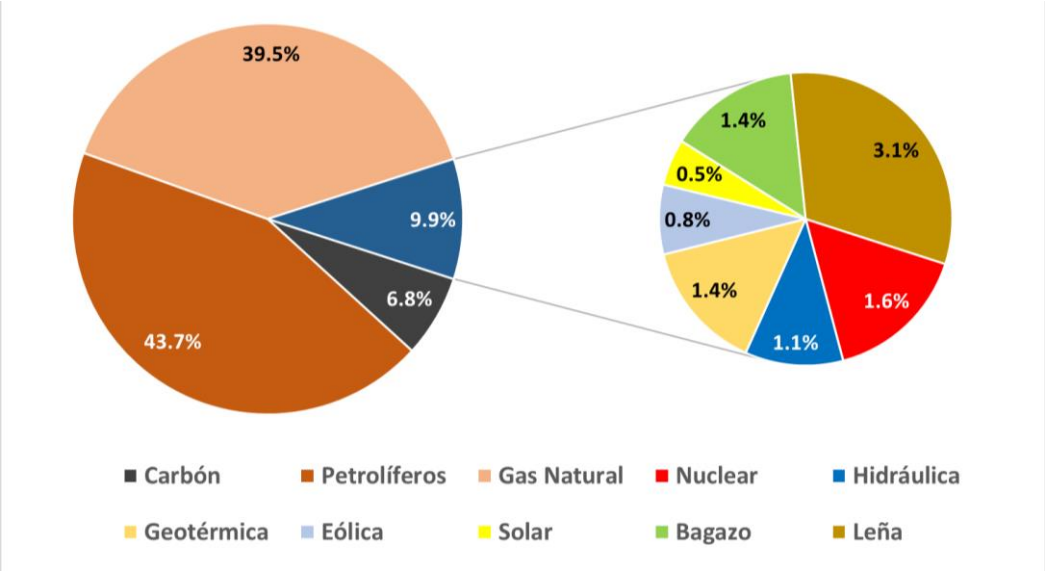




Fuente: SENER. Prospectiva de Gas Natural 2018-2032

Como resultado de este crecimiento acelerado de la demanda de gas natural, en parte para atender la creciente demanda de energía del país y en parte para sustituir a otros combustibles fósiles, tanto en la industria y en la generación de energía eléctrica como en las propias operaciones de transformación industrial de Petróleos Mexicanos, el gas natural ocupa ya un lugar preponderante en el balance energético nacional.

De acuerdo con la información disponible en el último Balance Nacional de Energía publicado por la Secretaría de Energía, del 90% de la demanda nacional cubierta con energías fósiles, 44% corresponde al gas natural, 40% a los combustibles derivados del petróleo y 7% al carbón. El 10% restante es cubierto en un 7% por energías consideradas limpias, y el 3% corresponde al consumo de leña.

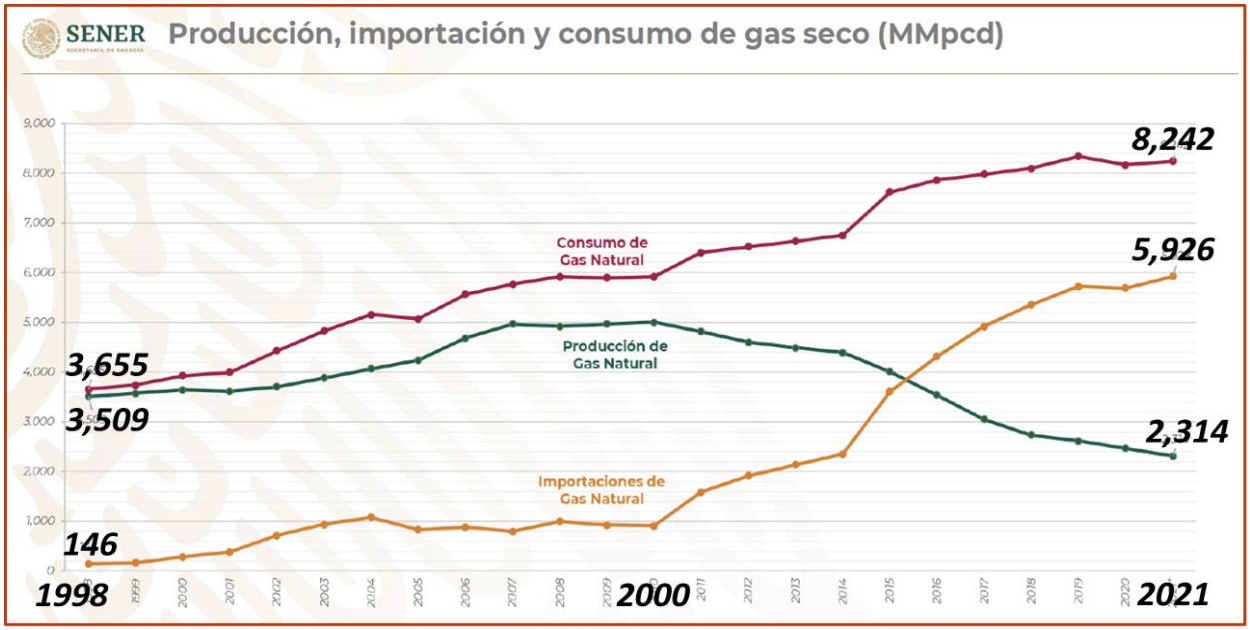


Fuente: Secretaría de Energía. Balance Nacional de Energía 2019

Por último, es importante destacar que la creciente demanda de gas natural; impulsada por su menor costo, su mayor eficiencia en la generación eléctrica y su menor huella de carbono, ha incrementado fuertemente su presencia en la escena mundial desde finales del siglo pasado. Actualmente es el hidrocarburo con mayor crecimiento y es considerado el energético de transición hacia un futuro de energías renovables.

Situación actual de las importaciones

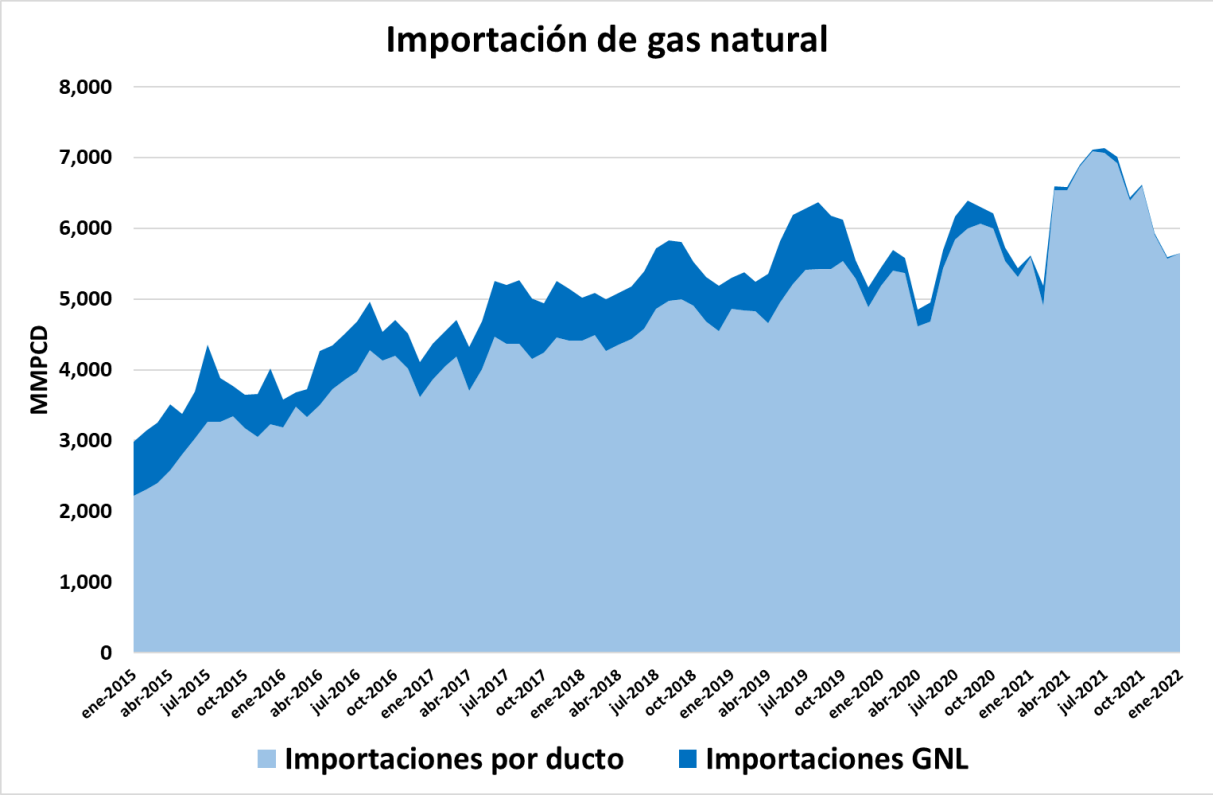
A medida que la demanda de gas natural se ha venido incrementando año con año y la producción ha venido declinando, las importaciones han crecido de manera acelerada.



Fuente: SENER. Prontuario Estadístico. Febrero 2022

Con excepción del gas natural que utiliza el propio Petróleos Mexicanos, tanto para la producción de crudo como para sus procesos de transformación industrial, actualmente importamos casi la totalidad del gas natural que requiere el país.

En enero de 2022, último mes para el que se cuenta con información, las importaciones de gas alcanzaron los 5,926 MMpcd, habiendo alcanzado un pico de 7,130 MMPCD en el mes de julio. De estos, la gran mayoría corresponde a la importación a través de ductos de gas proveniente de los EEUU, ya que partir de la entrada en operación del ducto marino, únicamente se importa un promedio de 20 MMpcd en forma de GNL, para reemplazar periódicamente el inventario del GNL almacenado en las tres terminales de regasificación.

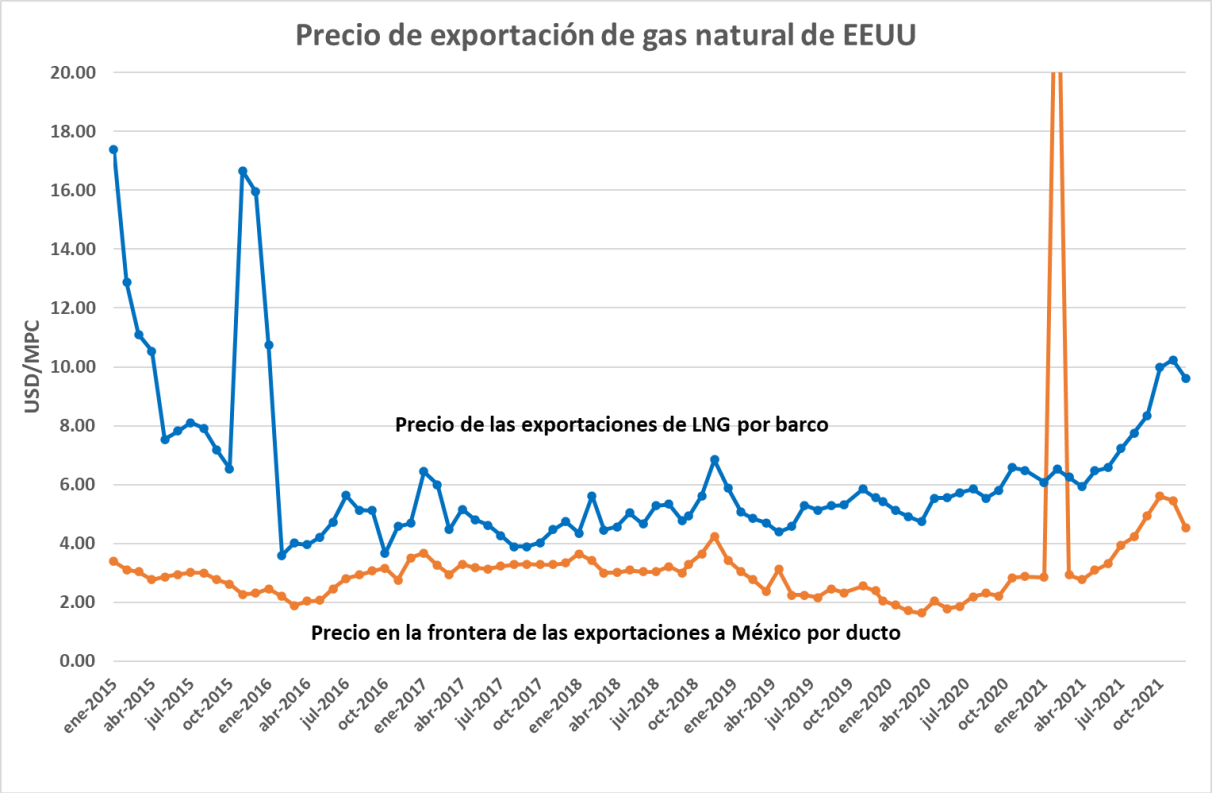


Fuentes: EIA/DOE (Agencia de Información de Energía del Departamento de Energía de los EEUU), Información estadística de exportaciones de los EEUU a México, y SENER, Prontuario Estadístico, febrero 2022-

Competitividad del gas natural

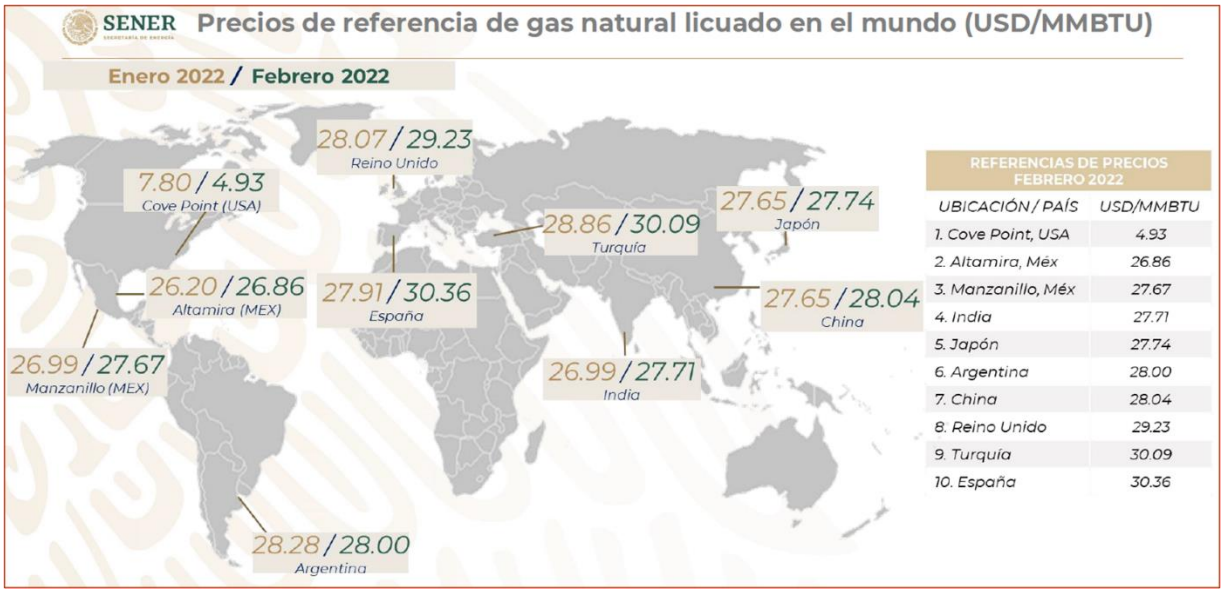
A través de la red de transporte de gas natural, México tiene acceso a una de las fuentes de suministro de gas natural más baratas y confiables, si bien no está exenta de sorpresas desagradables, como lo demostró el evento de febrero del año pasado, cuando unas heladas en el sur de Texas congelaron los ductos de los pozos de producción, provocando un desabasto regional que tuvo como consecuencia un fuerte disparo en los precios del mercado spot que afecto a todos los usuarios que no habían tomado la precaución de tomar coberturas.

En la gráfica siguiente se comparan los precios de exportación de los estados Unidos a México del gas puesto en la frontera con los precios de exportación de los EEUU del GNL que se embarca a los mercados de Asia y de Europa.



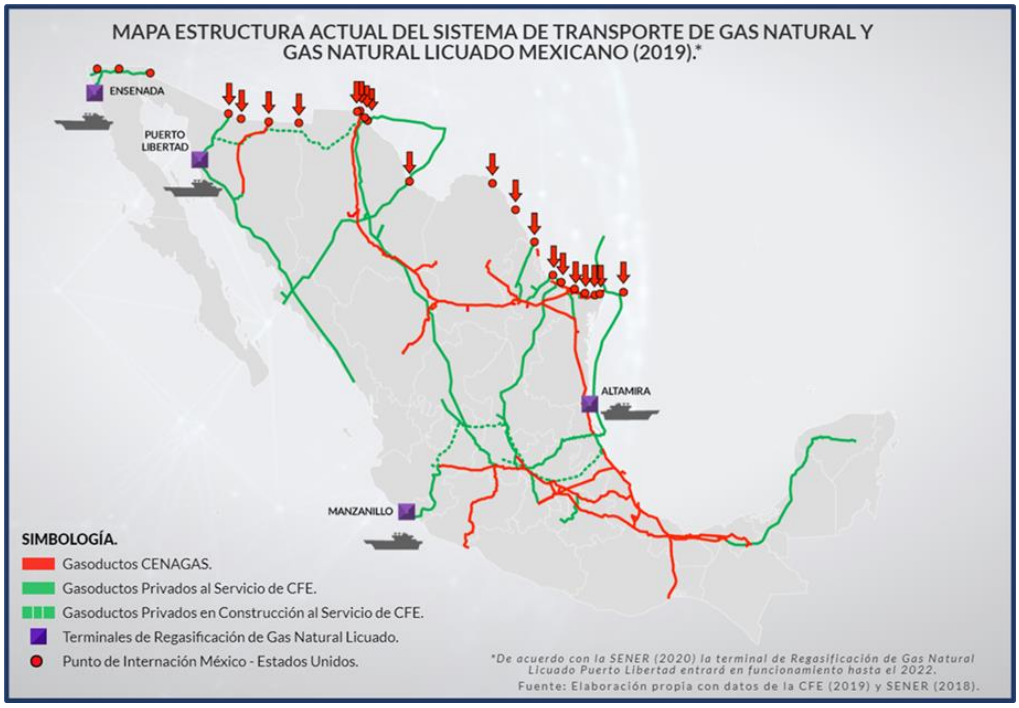
Fuente: EIA/DOE: Precios de venta de gas de exportación en ducto y en forma de GNL

Esta ventaja es aún más evidente cuando se comparan estos precios con el precio del GNL en los puertos de entrega.

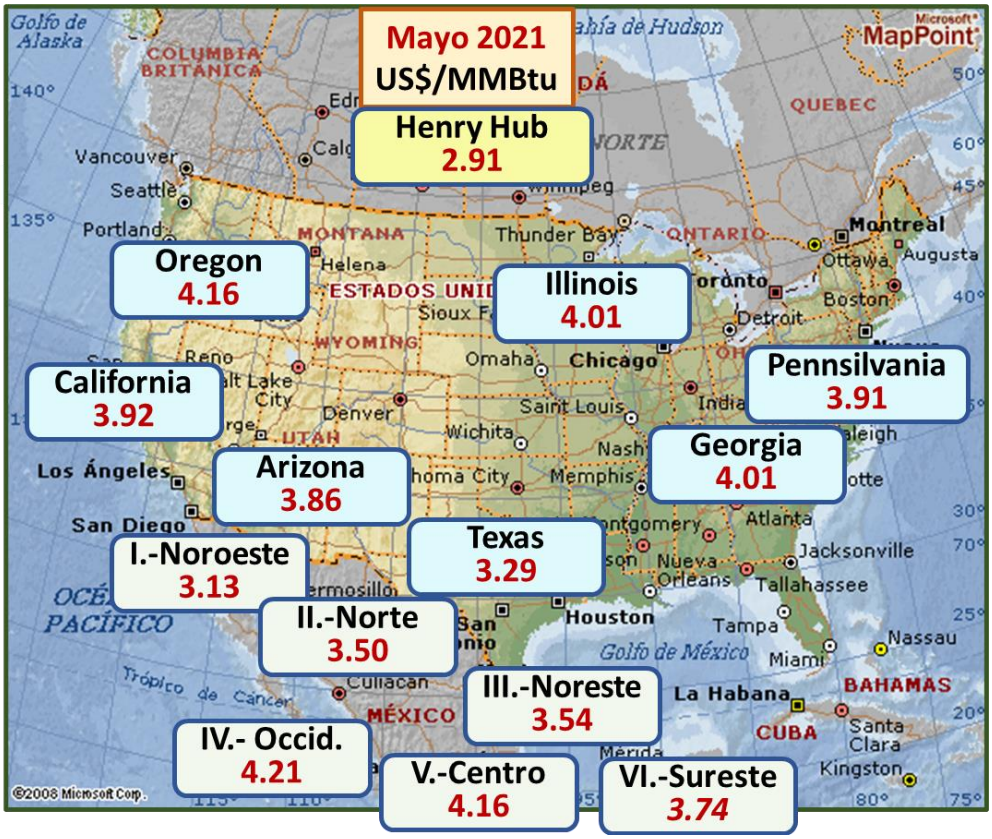


Fuente: SENER. Prontuario Estadístico. Febrero 2022

La competitividad del gas en México mejoró sustancialmente entre 2018 y 2021 con la entrada en operación de los nuevos ductos que fueron licitados por la CFE durante las pasados dos administraciones.



Gracias a esta red de gasoductos, el precio promedio del gas natural en México se ha vuelto muy competitivo, inclusive cuando se compara con los precios de gas en los EEUU.

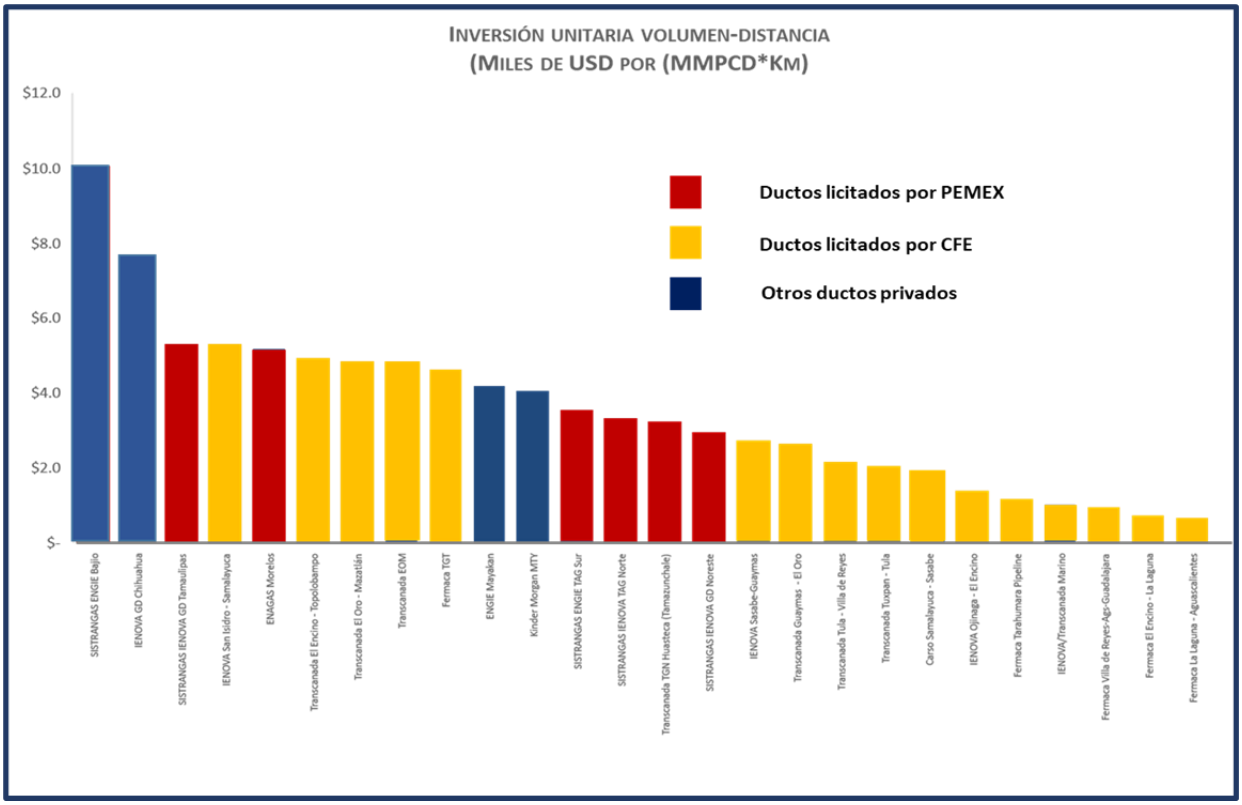


Fuentes: EIA/DOE: Precios de venta en ducto. CRE: Índices Regionales de Precios.

Polémica alrededor de los ductos licitados por la CFE

Al principio de esta administración se suscitó una polémica alrededor del costo de los ductos que fueron licitados por la CFE.

Sin embargo, de acuerdo con el análisis comparativo de costos realizado por la Comisión Reguladora de Energía, los costos unitarios de los ductos licitados por CFE son similares a los reportados por la FERC para los gasoductos construidos en los últimos años en los EEUU, y están por debajo de los costos unitarios de los ductos que fueron licitados por Petróleos Mexicanos.



Fuente: F. de la Isla y F. Barnes, Cálculos propios con información de la CRE

También hubo una fuerte polémica alrededor de la fórmula de precios que fue acordada, una proporción alta de los ingresos del transportista corresponde a la reserva de capacidad en base firme, se utilice o no se utilice, y el resto corresponde al pago por uso, que básicamente sirve para cubrir los costos variables de operación y mantenimiento del gasoducto así como el costo del gas que utiliza el transportista para la operación de las estaciones de compresión.

Estas fórmulas de pago son las mismas que son ampliamente utilizadas en otros mercados competitivos, particularmente en los Estados Unidos, y son muy similares a las que habían sido autorizadas por la Comisión Reguladora de Energía a Petróleos Mexicanos para la operación del Sistema Nacional de Gasoductos, hoy a cargo del CENACE, y a otros transportistas.

Limitaciones de la infraestructura de transporte y almacenamiento

La red de gasoductos permite hoy llevar gas natural a la mayoría de los estados, pero aún tenemos carencias significativas, particularmente en la Costa del Pacífico, en la península de Yucatán y en la península de Baja California. La red adolece además de un gran defecto: no constituye un sistema interconectado, ya que consta de dos sistemas casi independientes: el sistema desarrollado por Pemex, hoy operado por CENAGAS, y el sistema de ductos licitado por CFE. Esto le resta flexibilidad al sistema y pone en riesgo la seguridad energética del país ante un evento catastrófico.

Es importante resaltar que el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico no está limitado al reforzamiento de la red de transmisión; también conlleva la necesidad de reforzar la red de transporte de gas natural, que hoy resulta indispensable, como hemos visto, para suministrar el gas para la operación de un alto porcentaje de las centrales eléctricas. De acuerdo con los informes del CENACE, una de las principales causas que han obligado a declarar tanto estados de alerta como estados de emergencia en el sistema, ha sido la indisponibilidad de gas natural.

Por otra parte, carecemos de instalaciones de almacenamiento en el país, tanto estratégico como operativo. La única capacidad disponible se limita a lo que pueda aportar el Sistema de Gasoductos con su empaque y a la capacidad de almacenamiento que tiene a su disposición la CFE en las terminales de GNL de Altamira y Manzanillo, que solo pueden aportar un paliativo operativo por unas cuantas horas.

Necesitamos urgentemente contar con un almacenamiento estratégico que permita cubrir los consumos de al menos durante tres días, que es lo que duran normalmente los eventos catastróficos, como el de Texas de febrero de 2021, o los huracanes y ciclones que se han presentado históricamente en las zonas de producción. También requerimos de un almacenamiento operativo, de respuesta rápida, que permita compensar los desbalances del sistema.

Algunas reflexiones finales

Todo lo anterior nos lleva a las siguientes reflexiones. Si el gas natural es tan o más importante que la electricidad para el suministro de la energía que hoy requiere nuestro país:

¿Por qué no podemos destinar suficientes recursos a la producción de gas natural no asociado en lugar de concentrar casi todos los esfuerzos en la producción de petróleo?

¿Por qué no destinar los recursos necesarios para poder aprovechar el gas asociado, con alto contenido de nitrógeno, que hoy nos vemos obligados a quemar a la atmósfera o a reinyectar a los yacimientos?

¿Por qué mantener dos redes ineficientemente interconectadas para el transporte de gas natural y porqué existen dos operadores de facto, el CENAGAS y la CFE, con la dificultad operativa y práctica que esto representa y el alto riesgo que esto implica para la seguridad energética nacional?

¿Por qué preocuparnos por lograr la autarquía en materia de combustibles líquidos, aún a costa de operar un sistema de refinación poco competitivo, con grandes pérdidas económicas, sin invertir antes en su modernización; cuando existen múltiples fuentes de aprovisionamiento externo, y en cambio

nos hemos despreocupado por completo de la enorme dependencia que tienen el sistema eléctrico nacional, la industria nacional y el propio PEMEX respecto al gas natural, con una única fuente de suministro, el estado de Texas?

Medidas de política pública que es necesario implementar

1. Dadas las grandes ventajas que presenta el gas natural frente a los demás combustibles fósiles, tanto en términos de precio como en términos de impactos sobre la salud y el medio ambiente, conviene aprovechar la existencia del gas natural disponible, aunque sea mayoritariamente importado, así como la infraestructura de transporte que ha sido desarrollada, en tanto se logra la disminución de la dependencia del gas importado y su gradual sustitución por energías limpias.

Del lado de la oferta

2. La seguridad energética nacional requiere de una nuevo Plan Estratégico de Gas, como el desarrollado entre 2004 - 2010, que incluya tanto las cuencas gasíferas existentes como las potenciales, como Lakach, Tampico Misantla y Sabinas; además de contemplar, donde sea económicamente viable y sin afectar o contaminar los suministros de agua disponibles, la explotación de nuestros yacimientos no convencionales de gas de lutitas.

3. Se requiere también de manera urgente interconectar los dos principales sistemas de transporte de gas natural con que cuenta el país, la red que administra el CENAGAS y los gasoductos que fueron licitadas por la CFE, asegurando así, a muy bajo costo, una capacidad de redundancia y respaldo ante cualquier eventual contingencia.

4. Se debe integrar en el CENAGAS la gestión de la operación de la red de ductos que se encuentran integrados al SISTRANGAS, así como las futuras instalaciones de almacenamiento, empezando por traspasar al CENAGAS la responsabilidad de gestionar la capacidad contratada por la CFE en los ductos de transporte y en las terminales de regasificación de GNL, tal como se hizo en su momento con Pemex; solo así se aseguraría la operación adecuada y segura del sistema de transporte de gas por ductos, como hoy lo hace el CENACE con las redes de Transmisión y Distribución de la electricidad a cargo de la CFE.

5. Se debe acelerar los planes para la instalación de sistemas de almacenamiento de gas natural en el país, tanto de respuesta rápida, en cavernas de sal, empezando por reactivar el proyecto que Pemex había empezado a desarrollar en Tuzandepetl, como de almacenamiento estratégico de gran capacidad, en alguno de los yacimientos agotados de petróleo que se tienen disponibles, lo que nos permitirían mitigar el impacto de las fluctuaciones bruscas de precio en el mercado de gas de los EEUU y responder ante una interrupción de alguna de las fuentes de suministro.

6. Se requiere reactivar el programa de control de fugas de metano, particularmente las que ocurren en las instalaciones de extracción y procesamiento de crudo y de gas del Golfo de México, tanto costa afuera como tierra dentro.

Del lado de la demanda

7. Se debe implementar la construcción de nuevas centrales de generación de ciclo combinado, con la mayor eficiencia que la tecnología disponible permita, lo que a su vez redundará en menores costos de generación y en menores emisiones de gases de efecto invernadero. No parece una política adecuada, ni desde el punto de vista económico ni desde el punto de vista ambiental, la instalación de centrales de moto-generadores, excepto en aquellas ubicaciones donde una central de ciclo combinado no resulte viable.

8. El mejor uso del gas natural es indiscutiblemente en sistemas de cogeneración eficiente, mismos que podrían sustituir una parte importante de la nueva capacidad de generación de uso continuo que se planea instalar para soportar la base de la demanda del sistema eléctrico. Urge restablecer un sistema de planeación central que considere la incorporación de estas plantas en todas las instalaciones petroleras del país, iniciando con las de mejores condiciones de interconexión y demanda cercana, como son el caso de Tula, Cadereyta, Minatitlán y Cangrejera, sin dejar de mencionar a la nueva refinería de Dos Bocas.

9. Una segunda área de oportunidad es la de incentivar la modernización de los ingenios azucareros, instalando modernas centrales de cogeneración operadas con bagazo de caña, que presentan la ventaja adicional de operar durante la época de zafra, cuando hay menos agua en las presas y la demanda eléctrica del país es más alta, y que podrían operar fuera de zafra con gas natural, aportando un respaldo adicional al sistema.

10. En el corto plazo, se debe concluir el proceso de transformación de las termoeléctricas convencionales para permitir el uso de gas natural y desplazar a la brevedad posible el uso del combustóleo y del diésel. Estas centrales deberán ser aprovechadas para atender la demanda punta y para ser utilizadas como respaldo de las centrales de generación variable, y deberán ser puestas fuera de servicio conforme la generación flexible se asuma por otras centrales de mayor eficiencia, menores costos y menores emisiones contaminantes.

11. Por último, pero no menos importante, es necesario diversificar las fuentes de energía para la generación de energía eléctrica, reemplazando gradualmente las centrales termoeléctricas de menor eficiencia por centrales con energías limpias, tanto de fuentes variables, eólicas y solares, que hoy en día son las de menor costo, como de fuentes firmes, hidráulicas, geotérmicas y nucleares, las primeras para administrar de manera eficiente la demanda pico y las otras dos para soportar la demanda base del sistema, reduciendo así la gran dependencia actual del sector eléctrico respecto al gas natural.