

APORTACIONES PARA UNA NUEVA ESTRATEGIA DE GAS NATURAL

Jorge Mañón Castro

Francisco Barnés de Castro

Observatorio Ciudadano de la Energía

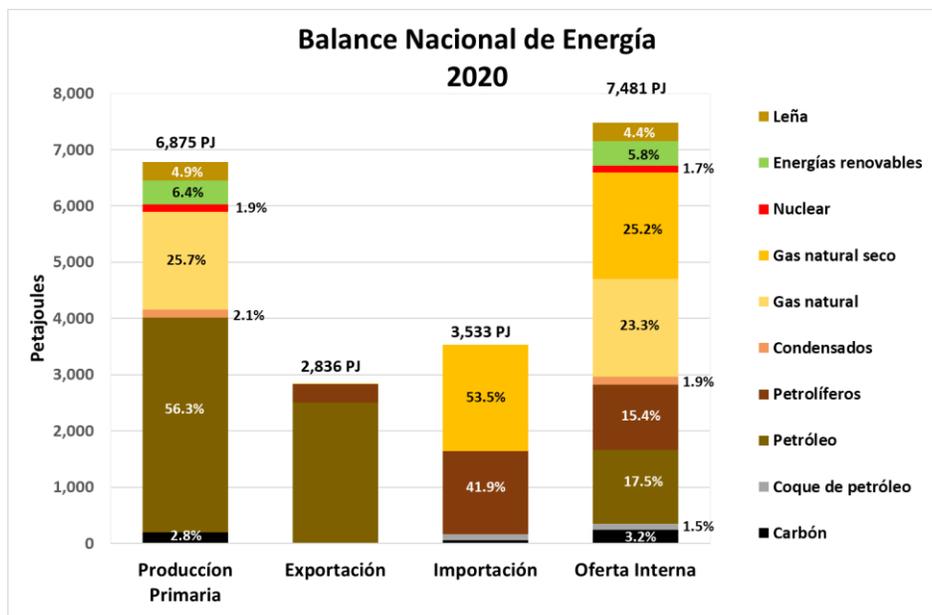
Octubre 2022

PRIMERA PARTE – IMPORTANCIA Y DISPONIBILIDAD DEL GAS NATURAL	2
I.1 – Importancia del gas natural en la matriz energética nacional	2
I.2. - Creciente dependencia de las importaciones	3
I.3. – Producción de gas en México	4
I.4.- Procesamiento de gas y producción de gas seco	5
I.5.- Competitividad del gas natural	7
I.5.- Problemática actual	10
SEGUNDA PARTE – OPORTUNIDADES PARA INCREMENTAR SU PRODUCCIÓN	13
II.1. – Explotación del casquete de gas de Cantarell	13
II.2. - Maximizar opciones ya identificadas para incrementar la producción	16
II.3. – Impacto de las iniciativas planteadas	19
II.4. – Estimación de Inversiones necesarias	20
II.5. – Cambios necesarios en la estrategia	21
CONCLUSIONES Y PRÓXIMOS PASOS	22

PRIMERA PARTE – IMPORTANCIA Y DISPONIBILIDAD DEL GAS NATURAL

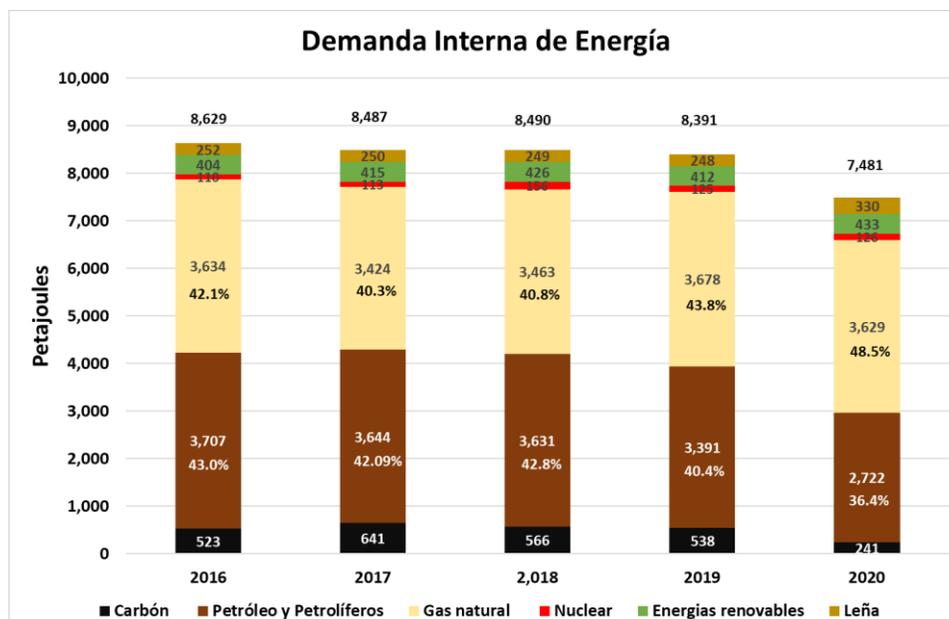
I.1-Importancia del gas natural en la matriz energética nacional

El gas natural ocupa cada vez mayor relevancia en la matriz energética del país.



Fuente: SENER. Balance Nacional de Energía 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021

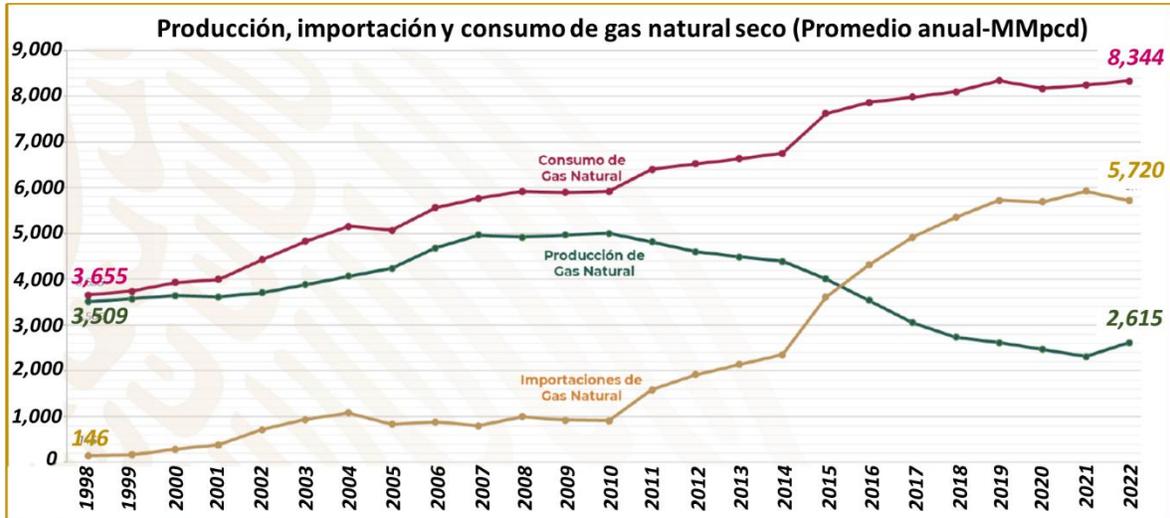
En 2019 el gas natural aportaba ya el 43.8% de la demanda de energía contra un 40.4% aportado por el petróleo y los petrolíferos. En 2020, como resultado de la reducción de la actividad económica por la pandemia, se redujo de manera significativa la demanda de carbón y petrolíferos, no así la de gas natural, por lo que, en términos relativos, la participación del gas natural se incrementó a 48.5%, mientras que la del petróleo y los petrolíferos se redujo a 36.4%.



Fuente: SENER. Balance Nacional de Energía 2017, 2018, 2019, 2020 y 2021

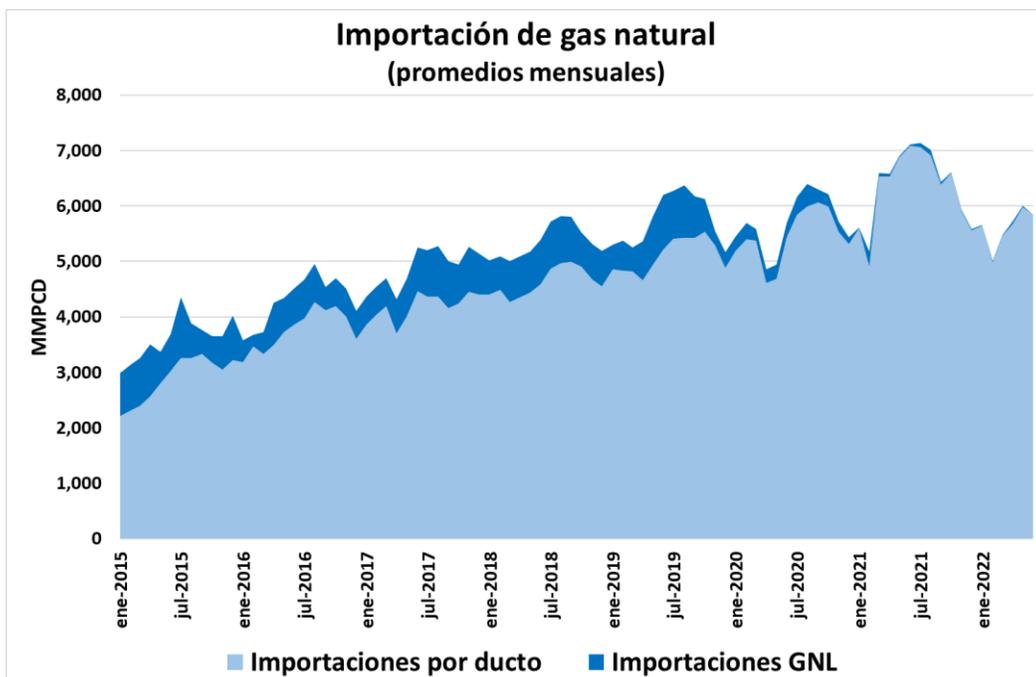
I.2. - Creciente dependencia de las importaciones

Con excepción del gas natural que utiliza el propio Petróleos Mexicanos, actualmente importamos casi la totalidad del gas natural que requiere el país. En el segundo trimestre de 2022 las importaciones de gas alcanzaron los 5,720 MMpcd.



Fuente: SENER; Prontuario Estadístico, Julio 2022

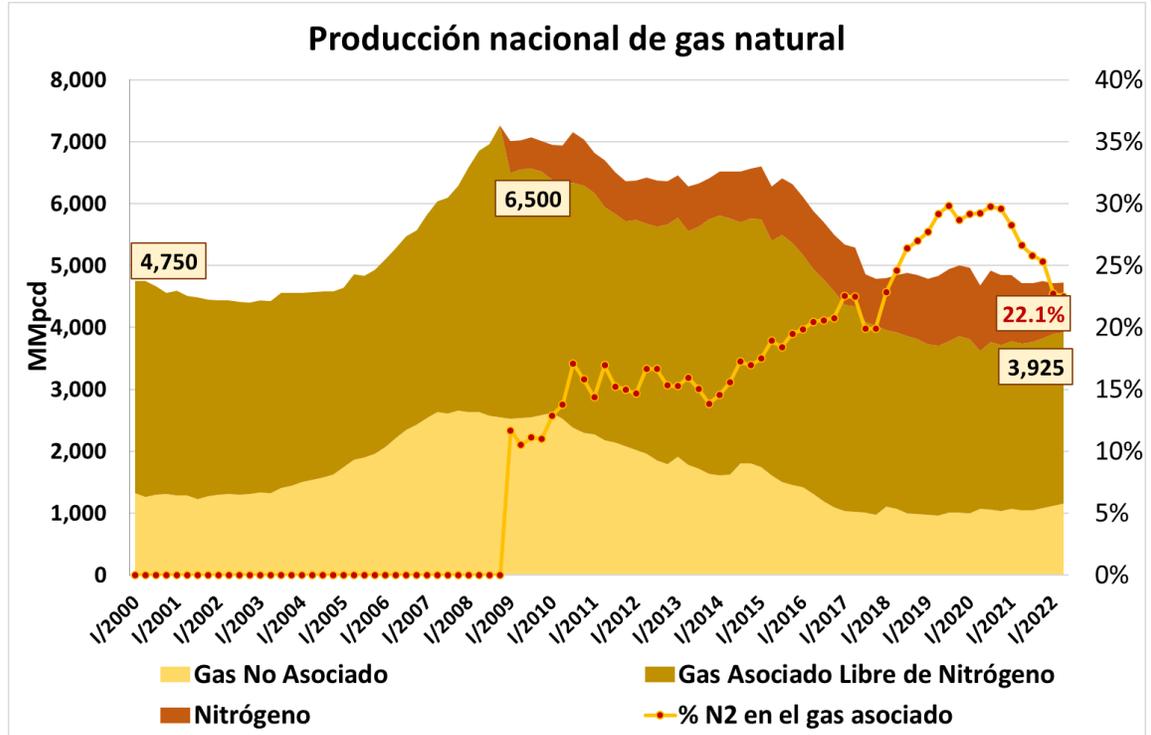
La creciente dependencia del sector eléctrico en el gas natural ha hecho que la demanda varíe de manera significativa a lo largo del año, mostrando un pico cada vez más pronunciado durante el verano, habiéndose registrado un máximo de 7,100 MMpcd en el mes de julio del año pasado. A partir de la entrada en operación del ducto marino, la importación de GNL se limita únicamente al reemplazo periódico del inventario almacenado en las terminales de regasificación.



Fuente: US Energy Information Administration (EIA/DOE) y SENER. Prontuario Estadístico, Julio 2021

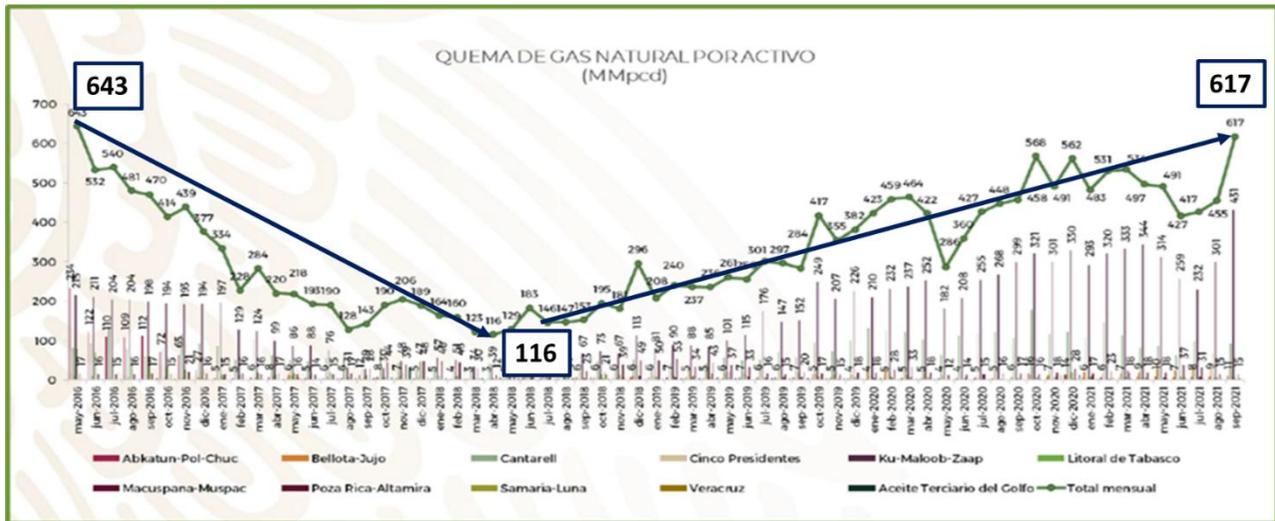
I.3. – Producción de gas en México

La producción de gas natural libre de nitrógeno ha caído de un máximo de 6,500 MMpdc en 2009 a 3,975 MMpdc en el segundo trimestre de este año. El contenido de nitrógeno en el gas asociado ha bajado de un promedio de 30% en 2019-2020 a un valor promedio de 22.3%.



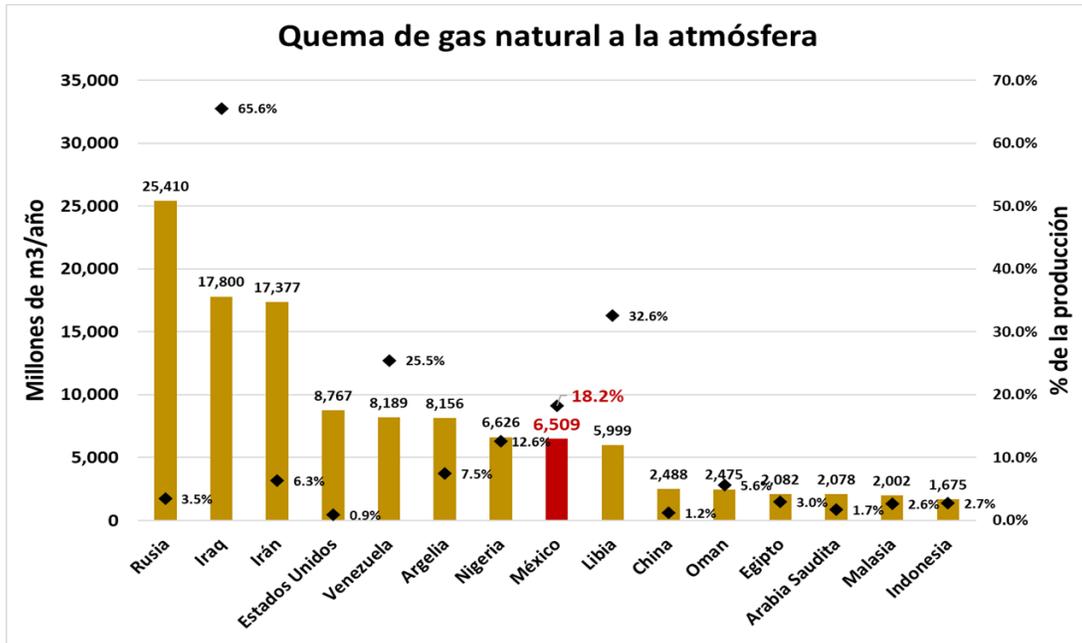
Fuente: SENER. Sistema de Información Energética.

Una proporción importante del gas producido debe reinyectarse a los yacimientos o quemarse a la atmósfera por el alto contenido de nitrógeno. La quema de gas natural a la atmósfera ha vuelto a crecer en los últimos años, alcanzando los 620 MMpdc en 2021.



Fuente: SENER. Prontuario Estadístico, diciembre 2021

De acuerdo al “Global Gas Flaring Reduction Partnership”, del cual México forma parte, México es uno de los países que más gas natural quema a la atmósfera, tanto en términos absolutos como en porcentaje del gas producido.



Fuentes: World Bank. Global Gas Flaring Reduction Partnership. BP. Statistical Review of World Energy 2022.

I.4.-Procesamiento de gas y producción de gas seco

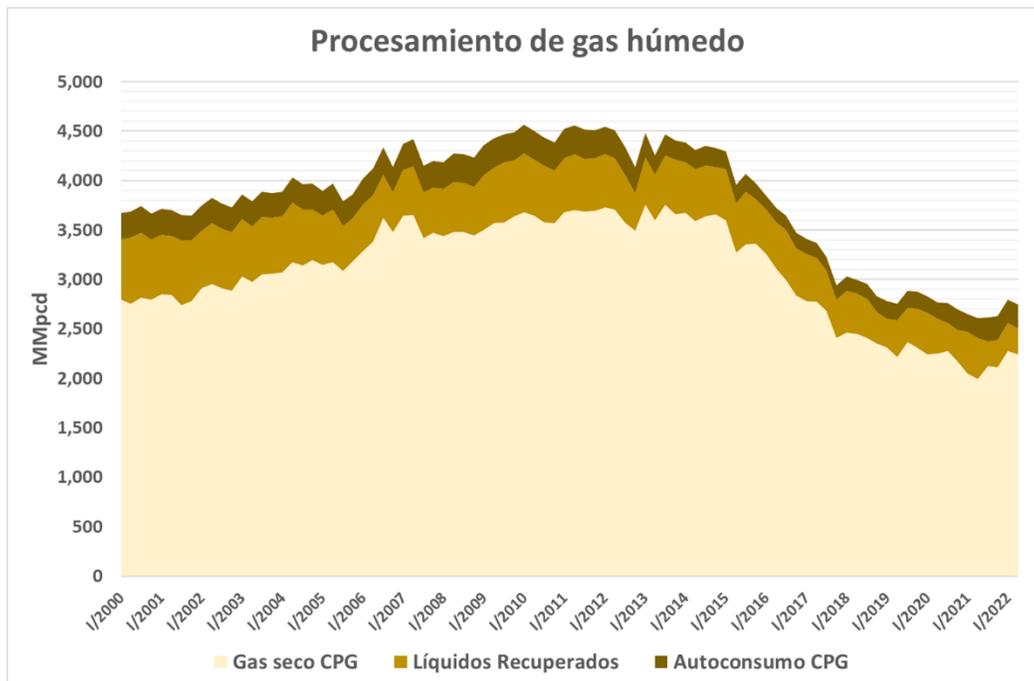
Pemex cuenta con nueve centros de procesamiento de gas natural en operación, con una capacidad combinada de endulzamiento de gas de 4,523 MMpcd y de procesamiento criogénico de 5,912 MMpcd, distribuidos de la siguiente forma:



CPG	Endulzamiento de gas (MMpcd)	Procesamiento criogénico (MMpcd)	Endulzamiento de líquidos (MBD)	Separación de líquidos (MBD)
Burgos	-	1,200	-	18
Arenque	34	33	-	-
Poza Rica	250	490	-	22
Matapionche	109	125	-	-
Coatzacoalcos* ¹	-	192	-	217
La Venta	-	182	-	-
Nuevo Pemex	880	1,500	96	208
Cactus	1,960	1,275	48	104
Cd. Pemex	1,290	915	-	-
Total	4,523	5,912	144	569

Fuente: SENER; Prontuario Estadístico, Julio 2022

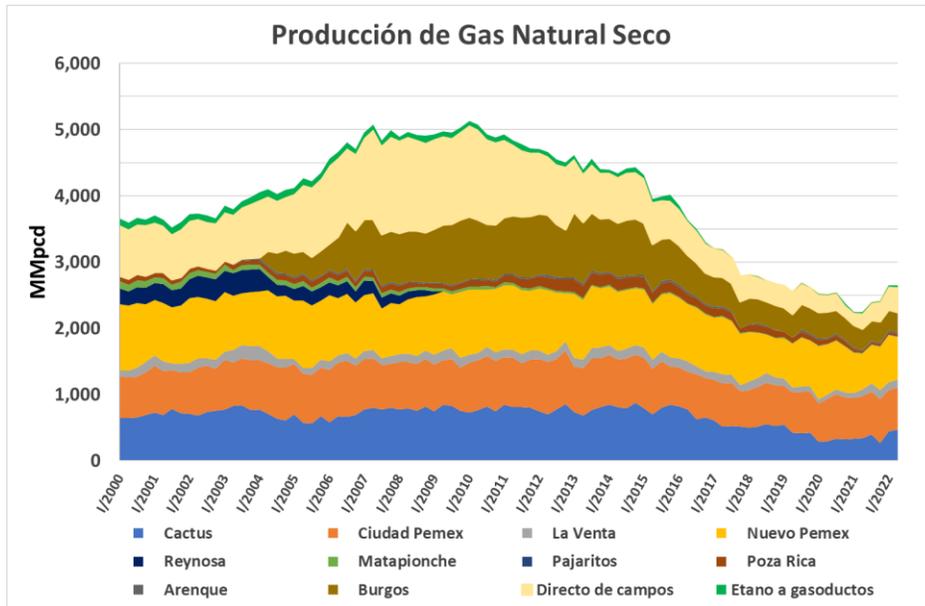
De los 4,800 MMpcd de gas húmedo (incluyendo N2) producidos actualmente, tan solo 2,800 MMpcd son enviados a proceso. Esto se debe por una parte a que una parte del gas producido en las instalaciones costa afuera es tratado y utilizado directamente en plataformas por PEP y, por la otra, a que, si bien la producción de gas húmedo se ha estabilizado y ha dejado de caer, la producción de gas susceptible de ser enviada a proceso ha seguido disminuyendo, en parte porque es necesario reinyectar el gas al yacimiento o enviarlo a quemadores de campo.



Fuente: SENER. Sistema de Información Energética.

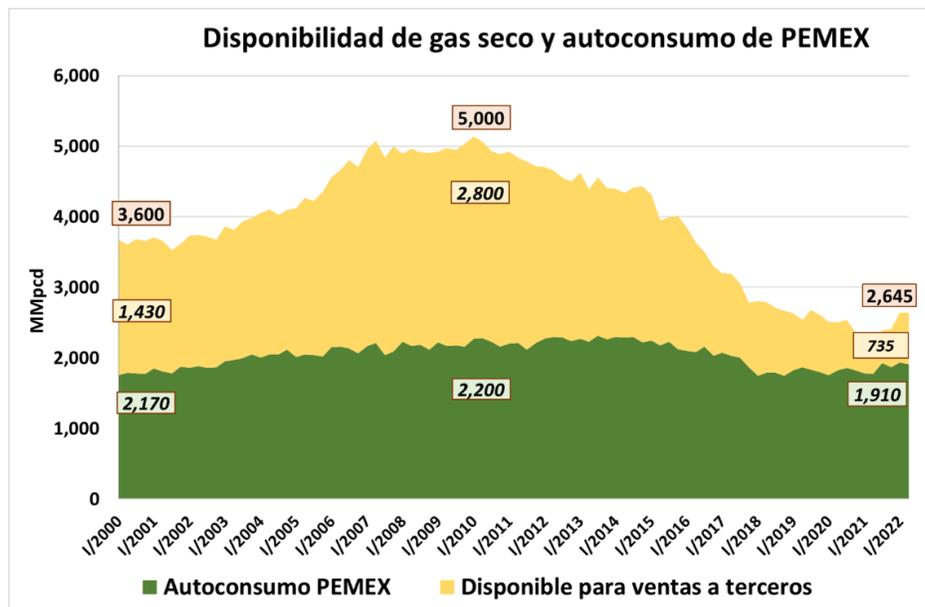
¹Las instalaciones de proceso de gas Cangrejera cambiaron su razón social a Centro de Proceso de Gas y Petroquímicos Coatzacoalcos

A la producción de gas seco de los Centros de Procesamiento de Gas 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.



Fuente: SENER. Sistema de Información Energética.

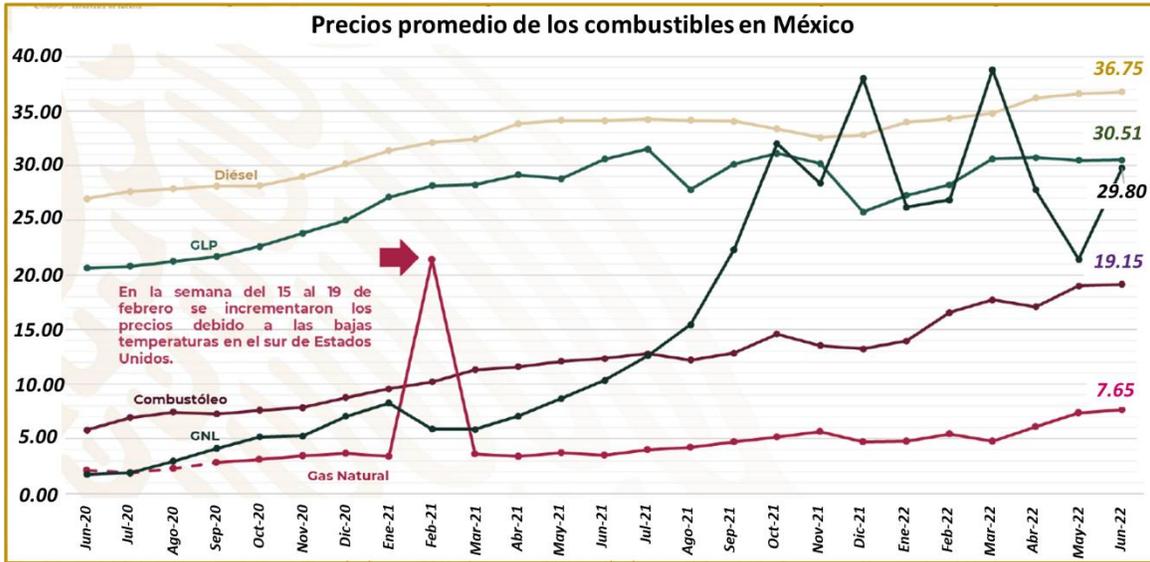
La producción de gas seco en el segundo semestre de 2022 fue de 2,645 MMpcpd. La disponibilidad de gas apenas es suficiente para atender la demanda de Pemex para el Sistema Nacional de Refinación y sus Complejos Petroquímicos. Después de descontar el autoconsumo de Pemex, la disponibilidad para ventas a terceros es de poco más de 700 MMpcpd.



Fuente: SENER. Sistema de Información Energética.

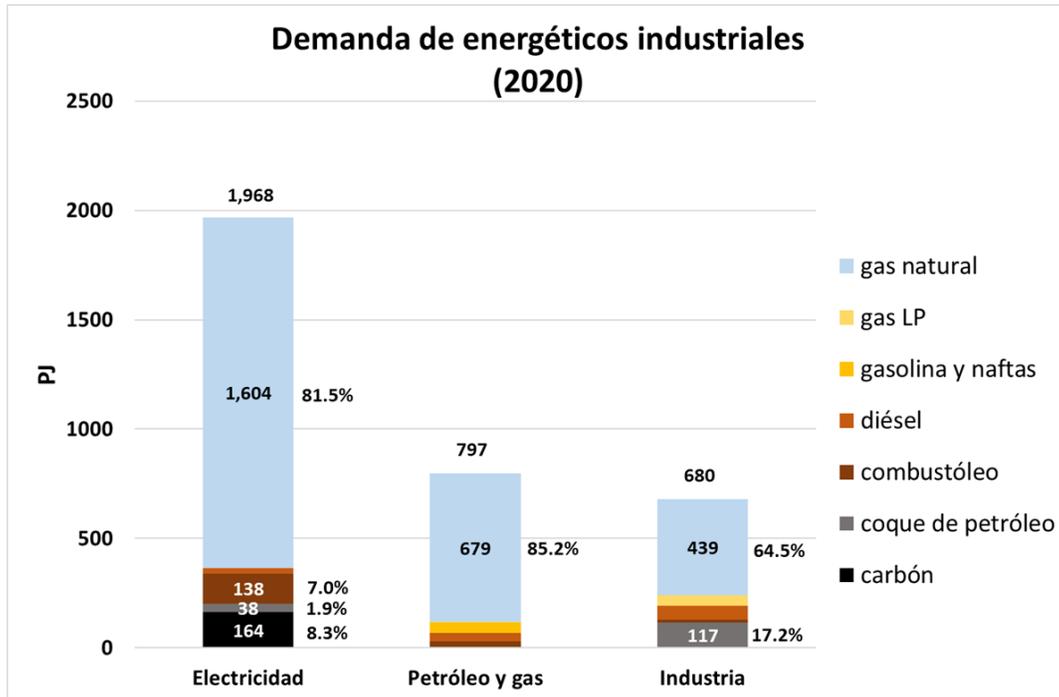
I.5.-Competitividad del gas natural

El gas natural es el combustible más económico y el que genera menos emisiones de gases contaminantes con impacto a la salud y al medio ambiente. Aún en las condiciones actuales, el gas natural es 2.5 veces más barato que el combustóleo, 4 veces más barato que el gas LP y 5 veces más que el diésel.



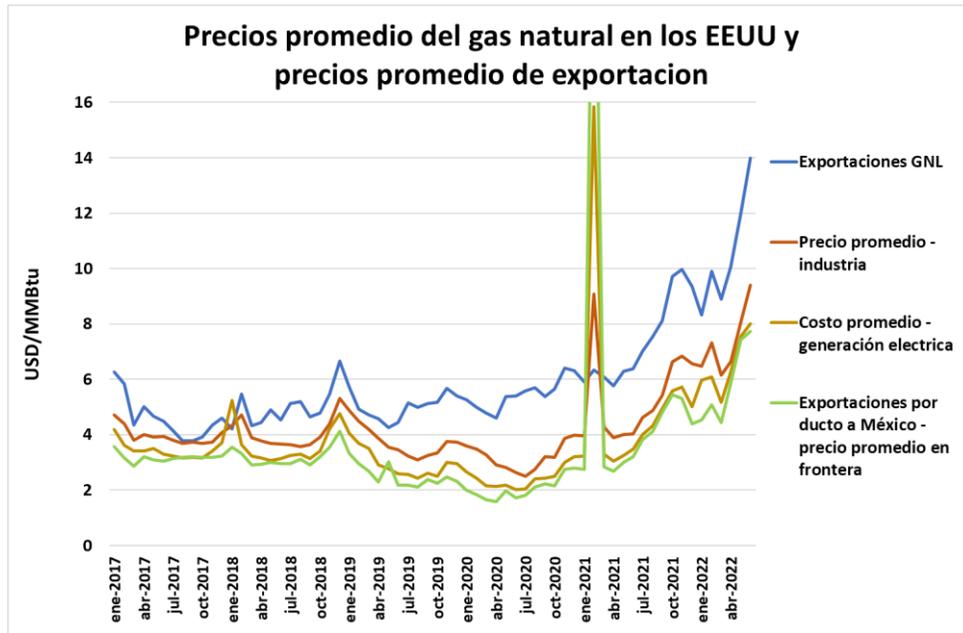
Fuente: SENER; Prontuario Estadístico, Julio 2022

En las últimas dos décadas ha desplazado casi totalmente al combustóleo como combustible industrial en prácticamente todas sus aplicaciones.



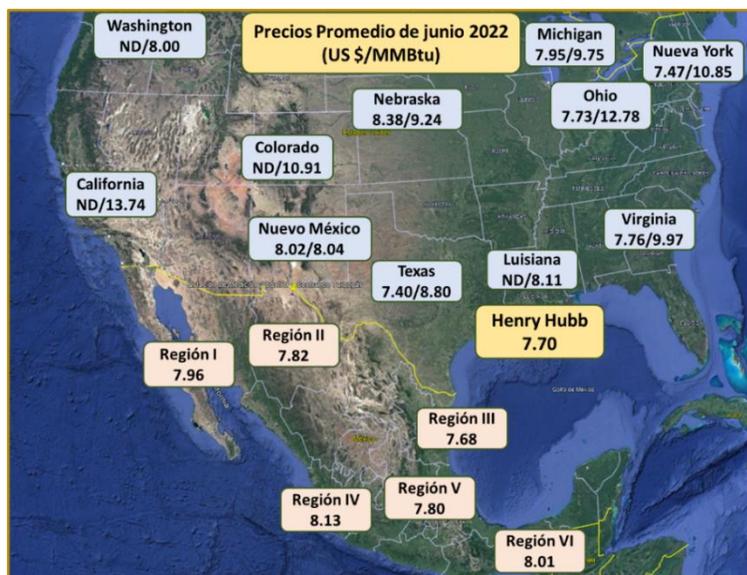
Fuente: SENER. Balance Nacional de Energía 2020

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, debido principalmente a que una gran cantidad de gas es producido en Texas, cerca de la frontera con México. En la gráfica siguiente se comparan los precios del gas exportado a México, puesto en la frontera, con los precios promedio que pagan los grandes consumidores.



Fuente: EIA/DOE: Precios de venta de gas de exportación y para grandes consumidores

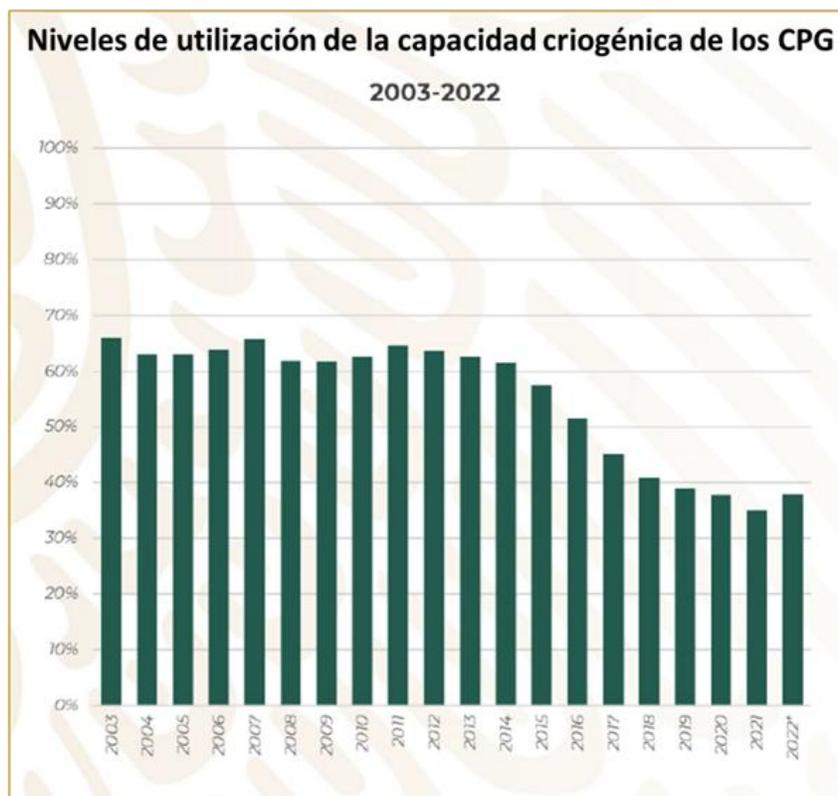
La competitividad del gas en México mejoró sustancialmente con la entrada en operación de los nuevos gasoductos licitados por CFE. El precio promedio del gas natural México se ha vuelto muy competitivo, inclusive cuando se compara con los precios del gas en los EEUU.



Fuentes: EIA/DOE: Precios promedio: Generación Eléctrica/Industria. CRE: Índices Regionales de Precios.

1.6 Problemática actual

- Existe una creciente dependencia de gas de importación para atender la demanda nacional. Prácticamente la totalidad del gas natural que se utiliza en el país, con excepción del que se destina al autoconsumo de Petróleos Mexicanos, se importa de los EEUU y, en particular, del estado de Texas.
- Existe un gran rezago acumulado en las inversiones necesarias para el mantenimiento de los CPG, lo que afecta su desempeño, dificulta el cumplimiento de las especificaciones mínimas de calidad del gas natural inyectado a los gasoductos, así como del etano recuperado, e incrementa el nivel de incidentes y accidentes.
- Como consecuencia de la caída en la producción, en la mayoría de los centros de procesamiento de gas (CPG) se registran niveles de proceso de bajo a muy bajo. En promedio, el conjunto de los CPG se encuentra operando por debajo del 40% de su capacidad.



Fuente: SENER; Prontuario Estadístico, Julio 2022

- En particular, el CPG de Burgos, el más nuevo del país y el segundo en términos de capacidad instalada, se encuentra operando al 25% de su capacidad de diseño, lo que hace necesario operar alternadamente los trenes de producción para evitar daños estructurales y conservar los activos.

- El diseño actual de las plantas criogénicas no permite una alta recuperación de etano, por lo que, con la reducción en los volúmenes procesados de gas natural, después de cumplir con las obligaciones contractuales de suministro al complejo de Braskem-Idesa no se dispone de etano suficiente para la operación de los Complejos Petroquímicos de Cangrejera y de Morelos.
- Pemex ha preferido recurrir a la importación de etano en lugar de invertir en los CPG para incrementar su recuperación, restándole en consecuencia competitividad a la operación de los Complejos Petroquímicos, por lo que se ha tenido que suspender la operación de las plantas de derivados menos redituables.
- La falta de inversiones oportunas en plantas de rechazo de nitrógeno (NRU) obliga a Pemex a reinyectar a los yacimientos un volumen creciente del gas producido con alto contenido de nitrógeno, o de enviarlo a quemadores de campo, limitando aún más el suministro de gas a los CPG, así como el suministro de etano a los Complejos Petroquímicos, y reduce aún más la eficiencia de recuperación de líquidos de las unidades criogénicas.
- El sistema de transporte permite hoy llevar gas natural a la mayoría de los estados, pero aún presenta serias limitaciones, particularmente en la Costa del Pacífico, en la península de Yucatán y en la península de Baja California.

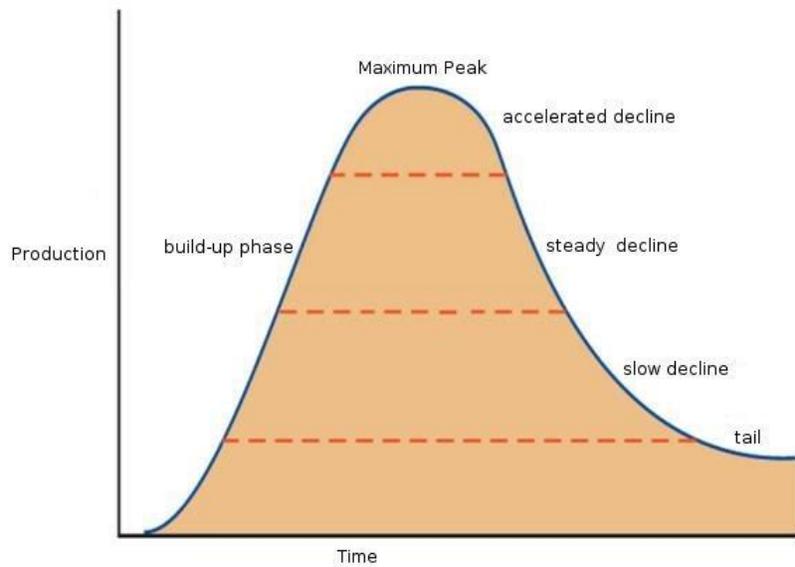


- Se tiene, sin embargo, el problema del huevo y la gallina para extender la red de gasoductos a las regiones del país que aún carecen de gas natural, ya que aún no existe en ellas una demanda suficiente de energía que permitan anclar un nuevo gasoducto y, en las condiciones actuales en que el gas natural es mucho más económico que los demás combustibles, esas regiones serán incapaces de atraer nuevas inversiones demandantes de energía que eventualmente pudieran justificarlo.
- La única opción viable que tiene nuestro país para romper este círculo vicioso es inducir la ubicación de nuevas centrales eléctricas del servicio público en lugares estratégicos que les permita interconectarse de manera favorable a la red eléctrica nacional y servir al mismo tiempo de ancla para los nuevos gasoductos. Esta fue la estrategia seguida hace unos años para justificar económicamente la red de gasoductos que permitieron gasificar la costa del Pacífico de Sonora y Sinaloa.
- En el pasado, el Estado fue el encargado de hacer las inversiones del sistema troncal y la demanda se desarrolló alrededor del mismo. En las condiciones actuales, si se quieren detonar nuevos ductos, es necesario anclar con un contrato en firme, a largo plazo, la mayor parte de la capacidad del ducto.
- Persiste además un problema que aún no ha sido resuelto, ya que la red de transporte consta de dos sistemas casi independientes: el antiguo sistema de Pemex, hoy operado por CENAGAS y el sistema licitado por CFE, y cuenta con muy limitadas interconexiones entre ambos sistemas; esto le resta flexibilidad y limita su capacidad de respuesta ante alguna falla catastrófica en alguno de los ductos.
- Con excepción del GNL almacenado en las tres terminales de regasificación, México carece de capacidad de almacenamiento operativo que permita responder de manera rápida y eficiente ante una variación importante en el empaque de los gasoductos. Tampoco se cuenta con capacidad de almacenamiento estratégico, que permita almacenar gas durante el verano, cuando los precios son más bajos en nuestro mercado de referencia, y utilizarlo durante el invierno, cuando los precios son más elevados. Un sistema de almacenamiento estratégico permitiría además contar con capacidad suficiente para abastecer la demanda por periodos largos en caso de una falla catastrófica en alguno de los grandes gasoductos o ante alguna contingencia climática que interrumpa el abasto en nuestras fuentes de suministro, como ocurrió en enero de 2020 como consecuencia de las heladas inesperadas en el sur de Texas.
- Estos factores le restan flexibilidad al sistema de transporte lo que incrementa los riesgos de desabasto y ponen en riesgo la seguridad energética del país ante un evento catastrófico, ya sea en la fuente de suministro o en la red de transporte, lo que puede provocar fallas generalizadas del sistema eléctrico nacional, como la que ocurrió en enero del año pasado.

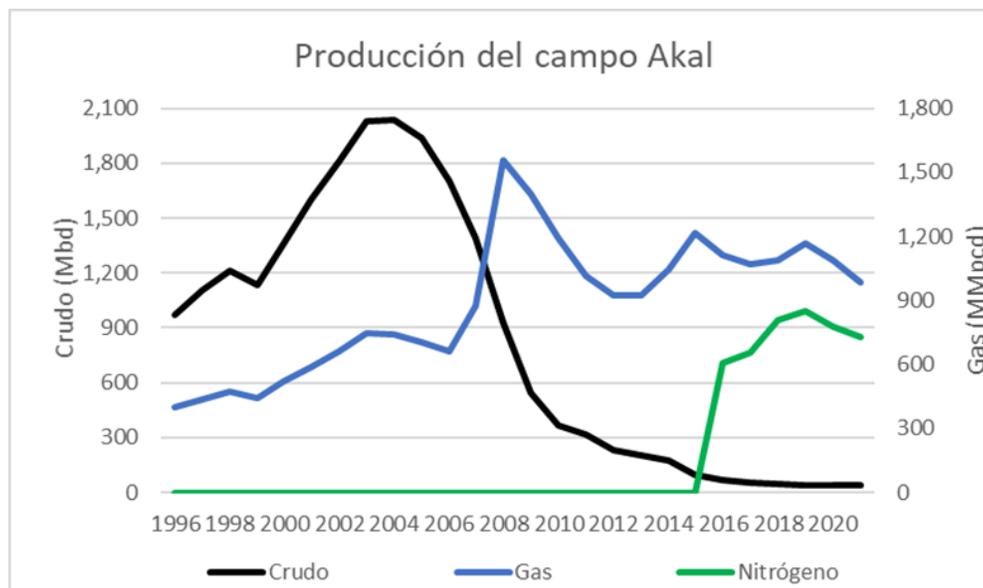
SEGUNDA PARTE– OPORTUNIDADES PARA INCREMENTAR SU PRODUCCIÓN

II.1. –Explotación del casquete de gas de Cantarell

El Geofísico Hubert creó un modelo matemático que predice el nivel de extracción del petróleo a lo largo del tiempo. Según su teoría, la extracción de un pozo sigue una curva con un máximo, cenit de producción, en su centro. Llegados a ese punto cada barril de petróleo requiere de más energía y se hace, progresivamente, más caro de extraer, hasta que la producción deja de ser rentable.

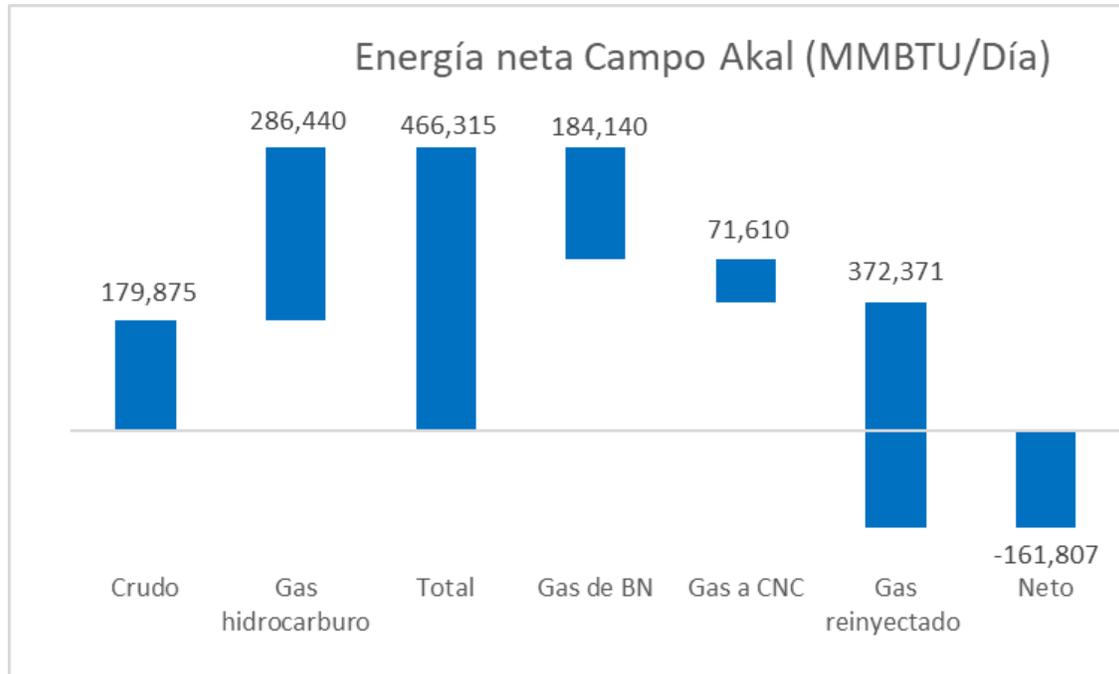


La producción de crudo del campo Akal, de Cantarell, muestra una curva similar, pero con una declinación acelerada, con un pico en el 2004, de 2,038 Mbd. Al cierre de 2021, se producían en este campo solo 31 Mbd, es decir un 1,5% de la producción pico, pero con una mayor producción de gas en 33%, principalmente nitrógeno.



Fuente: SENER; Sistema de Información Energética, Julio 2022

Es entonces el nivel de energía producida y la requerida, así como los costos para producirla, lo esencial en esta teoría para determinar el abandono de un campo; hagamos un ejercicio del nivel de energía, con esta consideración; utilizando los datos de cierre del 2021 y los factores de conversión 2021².



Fuente: SENER; Sistema de Información Energética, Julio 2022, análisis propio

Desde el punto de vista económico, hay que tomar en cuenta que casi nada del gas de Cantarell se envía a proceso, sino que la mayor parte se reinyecta al yacimiento.

A continuación, se realiza un análisis paramétrico de la rentabilidad del campo bajo diferentes condiciones de precio, tanto del crudo como del gas natural, tomando como base las condiciones de producción al cierre de 2021, que, si bien de manera natural se irán deteriorando con el tiempo, ya que cada vez el campo Akal produce menos, nos sirve de referencia.

Margen variable estimado del campo Akal (MMUSD/día)

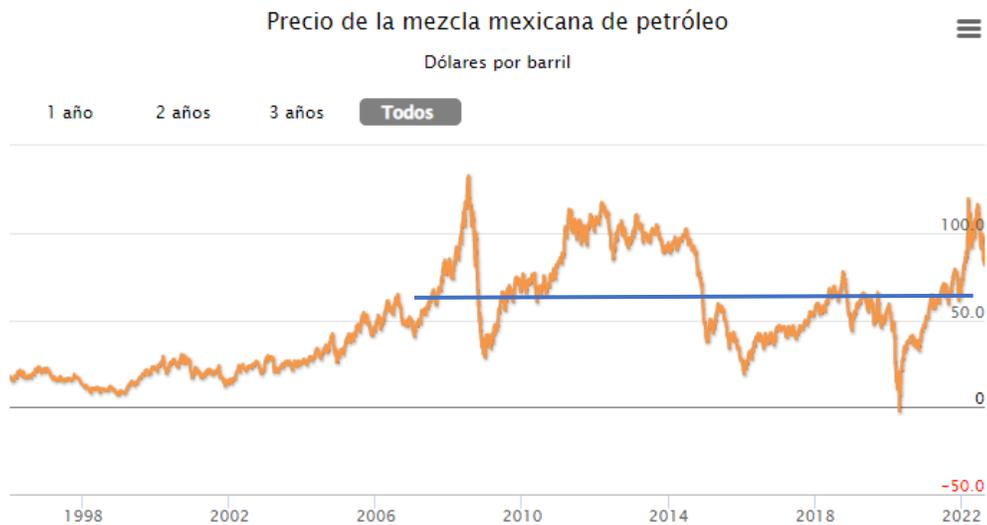
Precio Gas / Crudo	40 USD/bl	60 USD/bl	80 USD/bl	100 USD/bl
6.0 USD/MMBTU	-1.2	-0.6	0.0	0.7
5.0 USD/MMBTU	-0.9	-0.3	0.3	1.0
4.0 USD/MMBTU	-0.6	0.0	0.7	1.3

²LISTA DE COMBUSTIBLES Y SUS PODERES CALORÍFICOS 2021, CONUEE

Considerando el pago de impuestos, todas las combinaciones son negativas para Pemex:

Precio Gas / Crudo	40 USD/bl	60 USD/bl	80 USD/bl	100 USD/bl
6.0 USD/MMBTU	-1.9	-1.7	-1.4	-1.2
5.0 USD/MMBTU	-1.6	-1.4	-1.1	-0.9
4.0 USD/MMBTU	-1.3	-1.1	-0.8	-0.6

Es decir, seguir produciendo crudo del campo Akal tiene sentido económico para el país a precios superiores a 60 USD/bl, condición que en los últimos 10 años se ha cumplido alrededor del 31% del tiempo, como se puede apreciar en la gráfica siguiente³.



Fuente: Sistema de Información Económica del Banco de México

Si consideramos que, después de impuestos, con cualquier conjunto de precios, el valor para Pemex es negativo, continuar con la producción de crudo en el campo Akal lo único que hace es deteriorar el patrimonio de la empresa y contribuye a mantener la perspectiva negativa que tienen todas las calificadoras

Si bien la perspectiva de Cantarell, debería ser el cierre de producción de crudo, existe la posibilidad de explotar el Casquete de Gas que ha desarrollado a lo largo de los años y que podría producir 1 BCF de gas contaminado con nitrógeno, al menos durante una década.

Es necesario considerar que la concentración actual de nitrógeno en el gas del casquete es cercana al 73% y el resto es gas amargo; pero los análisis realizados por terceros, muestran que recuperar este gas tiene sentido económico, siempre y cuando la concentración de Nitrógeno sea menor al 80%. Esta operación aportaría gas al sistema, dejaría de consumir el gas seco que se está empleando para la producción de crudo y mejoraría la calidad del gas del sureste; lo cual no pasará si seguimos con la misma estrategia seguida hasta ahora, de inyectar de 900 a 1,000 MMPCD de N₂ a dicho casquete para producir 30 Mbd de crudo o menos.

³El precio del crudo maya es ligeramente menor que el de la mezcla mexicana

En resumen, el proyecto de recuperación de Nitrógeno, basado en el cierre de la producción de crudo del campo Akal y explotación de su Casquete de Gas, incentivaría el proceso de gas natural del sureste, aportaría gas seco neto al sistema en el orden de 500 MMpcd, entre oferta adicional y disminución de la demanda y lo que es más importante, generaría valor económico, en lugar de pérdidas para la empresa. Para hacerlo, es necesario instalar plantas de Recuperación de Nitrógeno (NRU por sus siglas en inglés) y modificar varias de las plantas criogénicas existentes.

II.2. - Maximizar opciones ya identificadas para incrementar la producción

En su Plan de Negocios 2021 – 2025, Pemex identificó varias opciones para incrementar la producción de gas, mismas que pueden ser maximizadas para explotar el potencial de capacidad existente de proceso de gas e incluso incluir algunas que no habían sido identificadas hasta la fecha:

EFICIENCIA Y COMPETITIVIDAD	
	<p>OBJETIVO ESTRATÉGICO 8: MEJORAR LA POSICIÓN COMPETITIVA E INCREMENTAR LA PRESENCIA EN EL MERCADO NACIONAL.</p> <p>Estrategia 8.2: Incrementar la disponibilidad de gas de Pemex Transformación Industrial mediante la adecuación de infraestructura y la diversificación de fuentes de suministro.</p>
<p>Responsable: Pemex Transformación Industrial²²³.</p>	
<p>Descripción/Alcance: Incrementar la producción de gas seco y líquidos del gas en los CPG mediante la evaluación y el desarrollo de alternativas para el suministro de gas adicional para las actividades de Pemex.</p>	

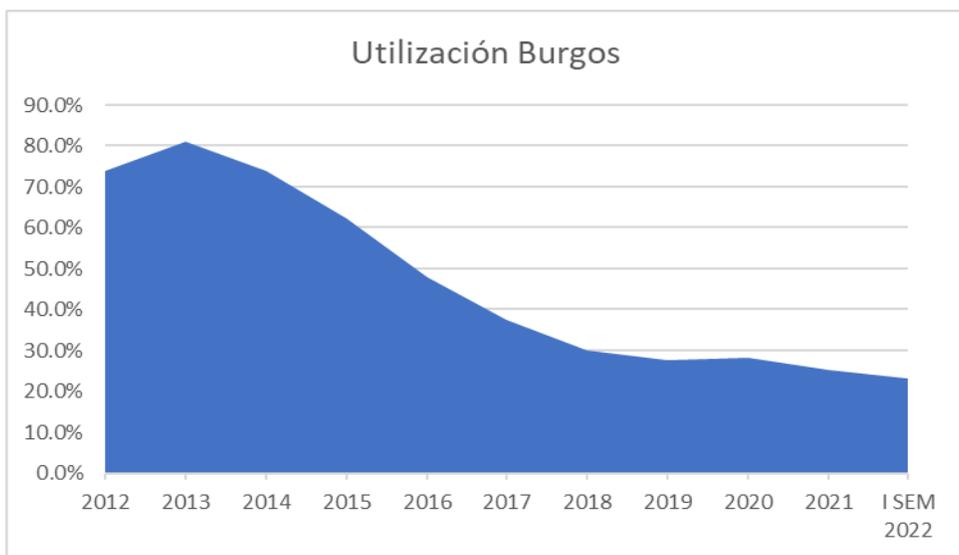
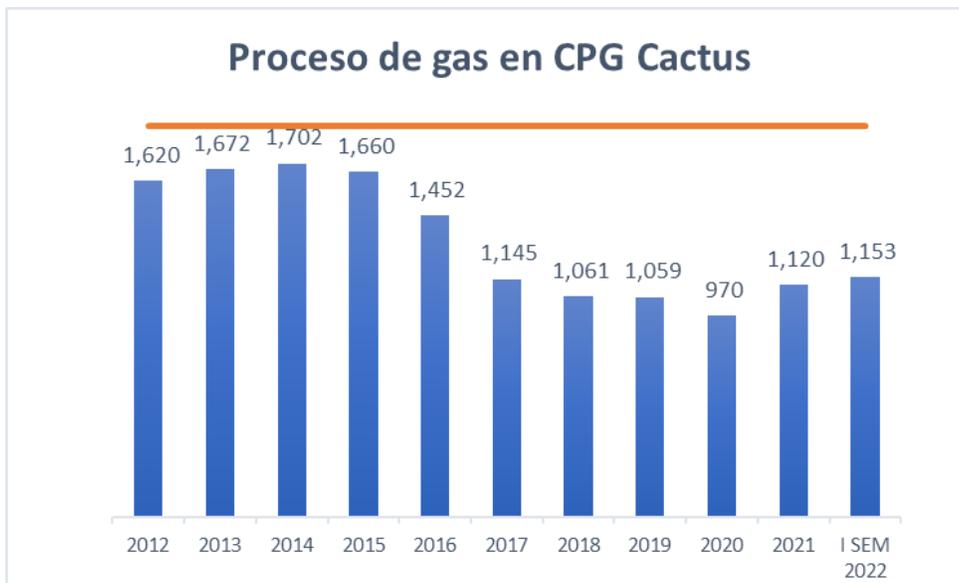
Principales proyectos / iniciativas	Operación
Pemex Transformación Industrial	
Asegurar la capacidad de procesamiento de gas húmedo del CPG Matapionche, en línea con el incremento de producción de PEP (Ixachi) y el ducto requerido para su entrega.	2021
Adecuar y modernizar la infraestructura del CPG La Venta para asegurar la incorporación de gas húmedo de productores independientes en la zona y la producción incremental de PEP ²²⁴ .	2023
Realizar gestiones y negociaciones para contar con fuentes alternas de suministro de gas seco para incrementar su disponibilidad a ventas.	2021
Evaluar alternativas para incrementar la disponibilidad de gas en el sureste.	2021
Pemex Transformación Industrial/Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño	
Importar gas húmedo dulce al CPG Burgos para incrementar su nivel de proceso.	2022 

²²⁴ Proyecto a realizarse mediante esquema de negocios con terceros.

Plantaremos a continuación la posibilidad de maximizar las iniciativas antes propuestas, una por una.

1. Incremento de proceso del CPG Matapionche, en línea con el incremento de gas de PEP en Ixachi y el ducto necesario para su entrega.
 - i. Esta opción podría considerar un ducto del orden de 120 MMpcd, si se considera que la capacidad del CPG Matapionche es del orden de 125MMPCd, en su actual configuración; sin embargo, la planta principal, que es la criogénica, tiene opción de ser ampliada, de manera similar a lo que se hizo con las plantas modulares del CPG Cactus, después de la explosión de su criogénica en 1996, subiendo su capacidad de 125 a 220 MMpcd, con inversiones moderadas.
 - ii. Esto permitiría disminuir los requerimientos de acondicionamiento de gas en el punto de entrega de Ixachi, incrementar la recuperación de LPG y optimizar la distribución de gas.
 - iii. Para la capacidad de endulzamiento, se podría recuperar una de las plantas endulzadoras de Condensado Amargo de Nuevo Pemex, que no se han utilizado, y convertirla a gas, lo cual ya se hizo en el CPG Ciudad Pemex.
 - iv. Para el ducto que se había proyectado, se podría instalar otro ducto en el mismo derecho de vía, para minimizar tiempos y costos o bien instalar una estación de compresión intermedia, para subir su capacidad en aproximadamente 40%.
 - v. Existe también la posibilidad de que se maximice el envío de gas de Ixachi a Matapionche en lugar de hacer acondicionamiento en sitio por parte de PEP, lo cual requeriría de al menos 400 MMpcd de capacidad instalada en Matapionche.
 - vi. Para este último escenario, se requeriría también de inversiones adicionales en transporte de gas húmedo y para el gas seco producido por el centro de trabajo.
2. Actualizar y modernizar la infraestructura del CPG La Venta.
 - i. En este punto es conveniente hacer dicha modernización, toda vez que se tienen expectativas de incremento de producción por parte de terceros en la zona.
 - ii. Adicionalmente esto produciría etano adicional, tan necesario en el área de Coatzacoalcos.
 - iii. Si la oferta fuera mayor a la capacidad, existen ductos que interconectan este CPG con Cactus e incluso con Coatzacoalcos, cuya planta criogénica fue modernizada para recuperar hasta 92% de etano, pero se dejó de utilizar desde hace varios años.
 - iv. La planta de Coatzacoalcos también podría ser utilizada si el gas de Lakach resultara con suficiente contenido de etano y de líquidos, que hagan rentable su proceso.
3. Evaluar alternativas para incrementar la disponibilidad de gas en el sureste.
 - i. Además de la opción ampliamente detallada para el gas de Cantarell, se tienen opciones de incrementar la producción de la Región Sur (RSUR).
 - ii. En la RSUR existen varios prospectos, siendo uno de los más atractivos el de Quesqui, que, sin embargo, ha tenido problemas para integrar su producción de gas, por falta de interconexión en la “última milla”.

- iii. Entre Quesqui y otros campos de la zona, bien se puede incrementar la entrega al CPG Cactus en alrededor de 500 MMpcd, para subir su utilización, que ronda el 60%.
4. Importar gas húmedo dulce al CPG Burgos, para incrementar su proceso.
- i. Esta alternativa se ha evaluado desde hace varios años y existe mucha oferta de este tipo de gas del lado americano.
 - ii. Incrementaría la producción de LPG y la utilización del LPG-ducto a la zona de Monterrey
 - iii. Esta opción va desde los 400 hasta los 600 MMpcd, para que la utilización del CPG Burgos suba del 25% de utilización, a aproximadamente el 65 – 70%
 - iv. Es conveniente combinar esta opción con un incremento en la producción de PEP en la zona, para que la utilización pueda mantenerse en niveles de 85 a 90%

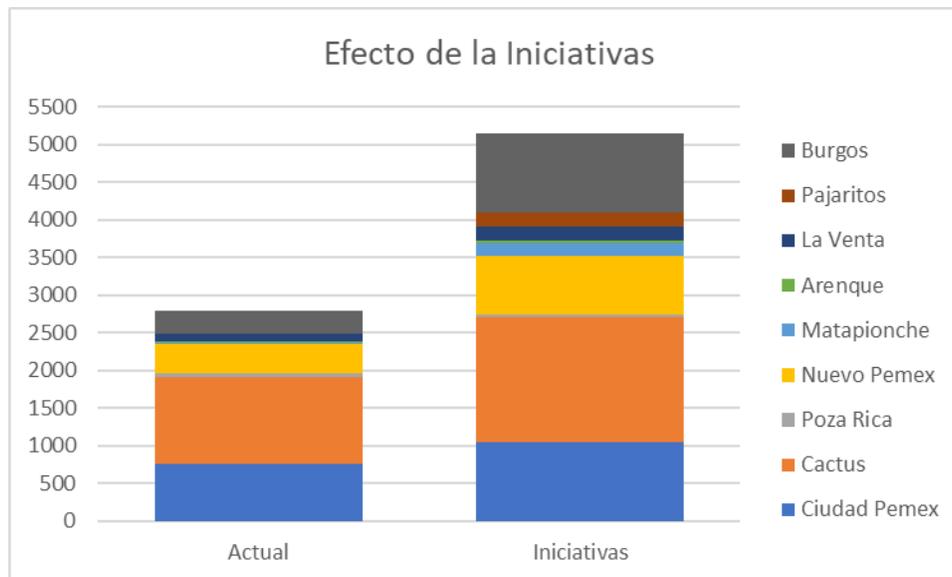


Fuente: SENER; Sistema de Información Energética, Julio 2022

II.3. – Impacto de las iniciativas planteadas

Las iniciativas planteadas ayudarían a aprovechar el potencial de capacidad instalada de proceso de los CPGs existentes de la siguiente forma:

- A. Gas del Casquete de Cantarell
 - a. 800 a 1000 MMpcd, principalmente a los CPGs Ciudad Pemex y Nuevo Pemex
- B. Gas de Ixachi
 - a. Mandar de 120 hasta 380 MMpcd de gas al CPG Matapionche
- C. Gas de La Venta
 - a. De 150 a 250 MMpcd, principalmente para el CPG La Venta, pero que también podrían ser procesados en Cactus o Coatzacoalcos
- D. Gas de RSUR
 - a. De 400 a 600 MMpcd, principalmente al CPG Cactus
- E. Gas Húmedo dulce importado en Burgos
 - a. De 400 a 600 MMpcd de gas para el CPG Burgos
- F. Gas propio de PEP en Burgos
 - a. De 200 a 400 MMpcd de gas para el CPG Burgos



Fuente: SENER; Sistema de Información Energética, Julio 2022 y estimación propia

Como se puede observar se tiene el potencial de casi duplicar la utilización de Pemex Transformación Industrial en sus Centros de Procesamiento de Gas y, en consecuencia, de incrementar la disponibilidad de gas seco en alrededor de 1.7 BCF, muy necesarios para cubrir la demanda nacional y disminuir la dependencia del gas de importación.

II.4. –Estimación de Inversiones necesarias

Las inversiones necesarias para rescatar la industria del Gas en México son importantes, más aún cuando no se han destinado suficientes recursos de mantenimiento, al menos desde el año 2016.

En el sureste se necesitarían inversiones para adecuar las plantas criogénicas de manera que puedan recibir gas con más Nitrógeno e incrementar el factor de recuperación de etano; para la instalación de plantas de eliminación de Nitrógeno (NRU, por sus siglas en inglés), y para incorporar mejoras en las plantas endulzadoras.

En las plantas de Matapionche, Poza Rica y Burgos, se requeriría recuperar las condiciones operativas, con mantenimiento, e incrementar la capacidad del CPG Matapionche para recibir el gas de Ixachi.

Estimación de orden de magnitud de las inversiones (MMUSD)

Concepto	Sureste	Resto	Total
Mantenimiento rezagado	200	70	270
Servicios auxiliares	100	30	130
Adecuaciones plantas criogénicas	600	50	650
3 Plantas NRU y una planta criogénica	700	0	700
Totales	1,600	150	1,750

Fuente: SRI PEP Year Book y estimación propia

Al incrementar los niveles de recuperación de etano de las plantas del sureste, se obtendrían aproximadamente 25 MBD de etano adicionales, que son muy necesarios para la petroquímica, tema que se tratará en otra ocasión.

Recuperación adicional de etano

Concepto	Etano adicional (MMPCD)	Etano adicional (MBD)
Volumen adicional	48	30
Recuperación adicional	40	25
Total	88	55

Este volumen se podría utilizar en las plantas de Pemex Petroquímica y aun se tendría un remanente para su venta a la iniciativa privada.

II.5. –Cambios necesarios en la estrategia

Para abastecer de gas nacional al país es necesario, en el sector público no solo privilegiar las inversiones destinadas a la producción de petróleo, sino también permitir a Pemex destinar mayores recursos para la exploración y explotación de los yacimientos de gas no asociado.

Aunado a estas acciones, es necesario desarrollar el potencial de producción de gas de fuentes no convencionales y de aguas profundas, hacia el final de la década. Para la explotación eficiente de los grandes recursos potenciales que cuenta nuestro país en yacimientos no convencionales, será indispensable permitir y fomentar la participación de la iniciativa privada, se requiere de mayores inversiones y menores márgenes de retorno y una mayor velocidad de respuesta para responder ante la rápida declinación de los campos que en los yacimientos convencionales, por lo que la inversión en la explotación de dichos yacimientos no resulta atractiva para Pemex, ni desde un punto de vista financiero ni tampoco desde un punto de vista operativo.

También es indispensable desarrollar una estrategia integral para recuperar y procesar las corrientes de gas natural ricas en nitrógeno, que hoy es necesario reinyectar a los yacimientos o enviar a los quemadores de campo, así como para explotar el casquete de gas de los yacimientos prácticamente agotados, como el de Cantarell, en los que se recurrió a la inyección de nitrógeno para acelerar su producción.

Desde hace más de dos décadas han existido conflictos entre PEP y Pemex-TRI, antes PGPB, en lo referente al proceso de gas; aun cuando a nivel central el Corporativo tiene un proceso institucional para definir la estrategia de las obras e inversiones. En la práctica, PEP al tener los recursos económicos y aduciendo la necesidad de explotar rápidamente los campos, opta en muchos casos por contratar servicios de “acondicionamiento” de gas, que implican realizar los mismos procesos que Pemex-TRI, pero en el sitio en donde se descubrió el campo, en lugar de instalar ductos y estaciones de regulación y medición, para hacer la entrega a Pemex-TRI.

Desde un punto de vista estratégico, esto es un error toda vez que subutiliza los activos ya instalados. Por otra parte, PEMEX termina pagando más, a lo largo de los años, por los servicios de acondicionamiento. A largo plazo esto llevaría a la desaparición de los procesos de gas por parte de Pemex-TRI y que PEP se convierta tanto en productor, como procesador de facto.

Es necesario respetar el proceso institucional, para maximizar la utilización de los activos instalados y agilizar los procesos de entrega de gas y condensados de parte de PEP a Pemex-TRI, para hacer uso completo de los recursos nacionales. Esto, derivado de que los acondicionamientos en sitio normalmente no consideran el aprovechamiento del etano, ni la recuperación completa del GLP, sino solo de las naftas ligeras y del gas seco; al hacer esto se descuidan otras cadenas productivas de PEMEX y se destruye valor económico.

El rescate de la industria del gas natural en México en los términos aquí propuestos, no eliminaría la necesidad de importación de gas norteamericano, pero reduciría sensiblemente la dependencia de éste.

CONCLUSIONES Y PRÓXIMOS PASOS

El gas natural es el principal componente de nuestra matriz energética, aun por arriba de los petrolíferos, a los que seguirá desplazando cada vez más año con año, por lo que el incremento en la producción nacional de gas natural y el rescate de los Centros Procesadores de Gas natural no solo es necesario y urgente, sino también un tema de seguridad nacional y soberanía energética.

Sin embargo, en los últimos años pareciera que la única política pública en gas natural ha sido la de fortalecer el papel de la CFE para importar cada vez mayores volúmenes de nuestro vecino del norte y aprovechar mejor la capacidad de transporte que tiene contratada, incrementando al mismo tiempo su grado de responsabilidad sobre el suministro nacional.

A Pemex se le han limitado cada vez más los recursos necesarios para incrementar la producción de gas natural no asociado y para procesar de manera adecuada el gas natural asociado con alto contenido de nitrógeno; para poder inyectarlo a la red de gasoductos, recuperando previamente el etano y los líquidos asociados, en lugar de reinyectarlo a los yacimientos o quemarlo en los quemadores de campo, o ventearlo directamente a la atmósfera, como ha ocurrido ya en un par de ocasiones y ha sido documentado por la NASA.

Así como la presente administración ha insistido en la recuperación del Sistema Nacional de Refinación y maximizar su utilización para operarlo a plena capacidad, es aún más urgente e importante implementar una estrategia nacional de gas natural que permita:

- Incrementar la producción nacional, aprovechar el gas asociado rico en nitrógeno, incrementar la recuperación de etano y reducir nuestra creciente dependencia del gas importado.
- Invertir en nueva infraestructura de procesamiento, transporte y almacenamiento de gas y aprovechar de manera eficiente las instalaciones con las que el país cuenta,
- Extender los beneficios del gas natural a los estados y regiones del país que todavía no cuentan con él. Ampliando el sistema, la demanda se incrementaría gradualmente; cabe recordar que, cuando se construyó el gasoducto Troncal Cactus – Reynosa, en 1982, prácticamente no existía demanda y ésta se fue generando hasta alcanzar los niveles que tenemos hoy.

Entre los elementos a considerar en esta estrategia nacional, podemos resaltar los siguientes:

- Los precios en México son muy competitivos, incluso cuando se comparan con los precios en los EEUU, por lo que la demanda de gas natural seguirá creciendo.
- Pemex debe contar con recursos presupuestales para incrementar la producción de gas natural no asociado, capturando en el corto plazo las oportunidades que han sido identificadas, así como para procesar el gas asociado con alto contenido de nitrógeno que hoy no se aprovecha.
- Una vez realizadas estas acciones, hacia el final de la década será indispensable la participación de la iniciativa privada. para aprovechar de manera sustentable los grandes recursos de gas no convencional con que cuenta el país, cuya explotación requiere de grandes inversiones, con bajos márgenes de operación.
- El país debe seguir invirtiendo en extender y reforzar la red nacional de transporte, para propiciar el desarrollo económico de los estados de la república que aún no cuentan con gas, y

dar una alta prioridad a la interconexión de la red de ductos que administra CENAGAS, con la red de ductos que fueron licitados y cuya capacidad fue contratada por la CFE. Las nuevas centrales de la CFE pueden anclar la extensión de los gasoductos.

- Una buena opción para expandir la red, es el denominado ducto transistmico para incrementar la capacidad de transporte de gas del Golfo al Pacífico y detonar la demanda en dicha zona. Debe tenerse presente que este nuevo ducto tardará más de un lustro, en generar la demanda suficiente para cubrir sus costos.
- La instalación de una o dos centrales de generación de energía eléctrica por parte de la CFE ubicadas en puntos estratégicos, Salina Cruz y Tapachula, pueden acelerar el proceso; para la primera ubicación, lo ideal sería una central de cogeneración diseñada para satisfacer las necesidades de energía eléctrica y vapor de la refinería de Salina Cruz.
- Podemos incrementar la flexibilidad, confiabilidad del sistema de transporte y la seguridad de abasto, interconectando ambas redes, la que hoy opera CENAGAS y la red de ductos licitada por la CFE, en varios puntos estratégicos.
- CENAGAS debería ser responsable de administrar toda la capacidad del sistema nacional de transporte, como ocurre en otros países; para hacer un uso óptimo de las instalaciones y evitar conflictos de interés, independientemente de quién es el propietario de los gasoductos, de las terminales de regasificación de GNL y de las estaciones de compresión que lo integran.
- Es urgente contar con capacidad de almacenamiento en territorio nacional, tanto de respuesta rápida, para responder de manera inmediata ante cualquier desbalance en el sistema, como de gran capacidad, que permita amortiguar el impacto a las variaciones estacionales de precio en los mercados de los EEUU o de eventuales cortes al suministro. Se tienen ya identificados los sitios más idóneos para ello.