



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE QUÍMICA

**LOS CAMBIOS REGULATORIOS COMO MECANISMO DE
MEJORA OPERATIVA DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y
ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS
NATURAL**

PRESENTA

JORGE ISAAC DELGADO CABAÑEZ

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

MTRO. ARTURO RUBÉN VALLES TERRAZAS

Ciudad Universitaria, CD. MX. 2023





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Profesor: Héctor López Hernández

VOCAL: Profesora: Graciela Guadalupe Del Carmen Diaz Argomedo

SECRETARIO: Profesor: Arturo Rubén Valles Terrazas

1er. SUPLENTE: Profesor: Alfonso Duran Moreno

2° SUPLENTE: Profesor: Luis Ángel Moreno Avendaño

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

Centro Nacional de Control del Gas Natural

ASESOR DEL TEMA:

Mtro. Arturo Rubén Valles Terrazas

SUSTENTANTE:

Jorge Isaac Delgado Cabañez

Contenido

1. Introducción	6
2. Objetivos Generales y Particulares.....	8
2.1 Objetivo General	8
2.2 Objetivo Particular.....	8
3. Generalidades	9
3.1 Composición y propiedades del Gas Natural	9
3.2 Clasificación del Gas Natural	10
3.3 Panorama actual del gas natural en el mundo	11
3.4 Panorama actual del gas natural en México	13
3.5 La Cadena de Valor del Gas Natural.....	16
3.5.1 Exploración.....	16
3.5.2 Producción o Extracción	17
3.5.3 Procesamiento.....	17
3.5.4 Transporte, almacenamiento y distribución	18
3.5.5 Comercialización	19
3.6 El Transporte del Gas Natural.....	19
3.6.1 Gasoductos	19
3.6.2 Buques Metaneros.....	20
3.6.3 Barcos GNC.....	20
3.6.4 Gasoductos Virtuales.....	21
3.7 Marco y Órganos Reguladores en Materia de Gas Natural en México	21
3.7.1 Marco Regulatorio	22
3.7.2 Órganos Reguladores y Arquitectura Institucional.....	23
3.8 El CENAGAS	25
3.8.1 Rol de Gestor Independiente	25
3.8.2 Rol de Transportista	25
3.9 El SISTRANGAS como red de transporte	26
3.10 Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios (TCPS)	27
3.10.1 TCPS (Resolución RES/1036/2016).....	28

3.10.2	TCPS (Resolución RES/119/2019).....	28
3.10.3	TCPS (Resolución RES/359/2021).....	28
3.11	El Servicio de Transporte de Gas Natural SISTRANGAS (Logística y Transporte)	29
3.11.1	Modalidad de Servicio	29
3.11.2	Preflujo de Gas Natural	30
3.11.3	Postflujo de Gas Natural.....	33
3.12	Reglas de Balance Operativo de Transporte	37
3.12.1	Parámetros de Balance	38
3.12.2	Los Desbalances de Gas Natural	39
4.	Procedimiento.....	45
4.1	Inyecciones y Extracciones Históricas	45
4.2	Desbalance por tipo de concepto autorizado en los TCPS	46
4.3	Acciones de Intervención	47
4.4	Parámetros de Balance Operativos.....	47
5.	Resultados y Discusión.....	48
5.1	Principales cambios entre TCPS.....	48
5.2	Inyecciones y Extracciones históricas	49
5.3	Desbalance de Gas Natural	52
5.4	Desbalance de Programación	53
5.5	Acciones de Intervención	55
5.6	Parámetros de Balance Operativos.....	59
6.	Conclusión	62
7.	Referencias Bibliográficas	66
8.	Abreviaturas.....	70

Índice de Figuras

Figura 1. Especificaciones del Gas Natural (NOM-001-SECRE-2010)	10
Figura 2. Consumo final del gas natural 1990-2020.....	12
Figura 3. Principales transacciones comerciales de gas natural 2021	13
Figura 4. Producción e Importación de Gas Seco en México.....	14
Figura 5. Uso de gas natural en México por sectores.	15
Figura 6. Cadena de valor del gas natural	16
Figura 7. Procesamiento de Gas Natural	17
Figura 8. Mapa SISTRANGAS	27
Figura 9. Ciclo Comercial de Transporte de Gas Natural SISTRANGAS	30
Figura 10. Ciclo de nominaciones diarias.....	32
Figura 11. Principales cambios TCPS RES/119/2019 y RES/359/2021	48
Figura 12. Inyecciones de gas natural al SISTRANGAS.....	49
Figura 13. Extracciones de Gas Natural del SISTRANGAS.....	50
Figura 14. Desbalance Comercial Mensual.....	51
Figura 15. Desbalance de Gas Natural Mensual.....	53
Figura 16. Desbalance de Programación Mensual.....	54
Figura 17. Volumen de Gas Natural Adquirido para Balanceo del SISTRANGAS.....	56
Figura 18. Precio promedio por GJ de Gas Natural por Acciones de Intervención	56
Figura 19. Precio promedio por GJ de Gas Natural por Acciones de Intervención	57
Figura 20. Gas Natural Adquirido para Balanceo del SISTRANGAS	58
Figura 21. Empaque Histórico (MMpc).....	60
Figura 22. Bandas Operativas de Empaque.....	60

1. Introducción

El gas natural es la fuente de energía fósil más limpia del planeta y una herramienta clave de la transición energética, emite menos gases contaminantes por unidad de energía producida que otros hidrocarburos, su combustión no produce partículas sólidas y tampoco es corrosivo. Lo anterior hace al gas natural una fuente primaria de energía abundante y competitiva que permite la sustitución del carbón, diésel, gasolina y otros combustibles.

Al mismo tiempo, es utilizado por tener ventajas económicas frente a otros combustibles, tener un suministro continuo e impulsar el desarrollo de empresas y negocios en sectores como la industria manufacturera, la industria alimentaria, la industria siderúrgica, la petroquímica, la generación eléctrica, entre otros.

La cadena de valor del gas natural, así como el de cualquier hidrocarburo, consiste en tres etapas: i) *Upstream* que considera a las actividades exploración y producción; ii) *Midstream* donde se integran las actividades relacionadas al procesamiento, transporte y distribución y iii) *Downstream* en la que se desarrollan los procesos de comercialización.

La gestión logística toma relevancia en la etapa *Midstream*, ya que comprende todas aquellas operaciones que tienen lugar desde la entrada a la red de transporte y distribución, hasta el suministro del gas natural al cliente final.

Derivado de los bajos costos, el transporte y distribución generalmente se realiza a través de ductos, conduciendo el gas natural desde un punto de origen hacia uno o varios puntos de consumo. Esta actividad es considerada de alta relevancia dentro de la cadena de valor, pues repercute en los costos finales asociados a la comercialización.

En México, el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS, el Sistema) es un conjunto de sistemas de transporte interconectados entre sí, con una longitud de 10,068 km de gasoductos que son

operados y administrados por el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS, el Centro).

Por su parte, el CENAGAS, como gestor y administrador del SISTRANGAS, tiene por objeto operar de manera independiente el Sistema, garantizando la continuidad y seguridad en la prestación de los servicios de transporte de gas natural.

Asimismo, a través de la Unidad de Gestión Técnica y Planeación (el Gestor Técnico, el Gestor), el CENAGAS administra la capacidad del SISTRANGAS y tiene como funciones monitorear, instruir y proponer las acciones necesarias para que tanto la operación diaria como a mediano y largo plazo funcionen en apego a las obligaciones de acceso abierto, es decir prestar el servicio de transporte por ducto en condiciones similares a usuarios con características similares.

Dicho Gestor Técnico tiene la capacidad de desarrollar modelos, criterios y procesos para la optimización del uso del SISTRANGAS, sin embargo, antes de aplicarlos deben ser evaluados y aceptados por los Órganos Reguladores, de tal forma que una vez aprobados, se convertirán en modificaciones regulatorias aplicables a los usuarios del Sistema.

El 22 de octubre de 2021 se aprobó la Resolución número RES/359/2021 por la que se modifican los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios del SISTRANGAS (TCPS) los cuales iniciaron su aplicación en mayo de 2022 y en ellos se estipulan los términos generales de las relaciones comerciales y operativas entre el Gestor Técnico y los usuarios.

Dado lo anterior, el presente trabajo pretende analizar el impacto de los cambios regulatorios en la operación del SISTRANGAS a partir de las inyecciones y extracciones históricas, el desbalance de programación y de molécula, las acciones de intervención, entre otros datos, reportados por el CENAGAS.

Finalmente, con los resultados obtenidos, se pretende precisar si los cambios regulatorios de la RES/359/2021 propiciaron una mejora particular y general en la estabilidad operativa del Sistema y en el impacto económico para los usuarios.

2. Objetivos Generales y Particulares

2.1 Objetivo General

El objetivo de este trabajo es analizar el impacto operativo y comercial en el servicio de transporte de gas natural por ducto a partir de los cambios regulatorios aprobados en la Resolución RES/359/2021 por la que se aplican los nuevos Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural del SISTRANGAS y, con ello, determinar si las modificaciones regulatorias funcionan como un mecanismo de mejora operativa.

2.2 Objetivo Particular

- Presentar un panorama general del mercado del gas natural mundial y en México
- Explicar la cadena de valor del gas natural, la operación logística en el transporte de gas natural, así como las atribuciones y funciones del Centro Nacional de Control del Gas Natural
- Exponer los puntos clave de los nuevos Términos y Condiciones del SISTRANGAS con el fin de complementar el análisis realizado.
- Analizar la situación actual del SISTRANGAS a partir de las inyecciones y extracciones históricas, el desbalance de programación y de molécula, así como las acciones de intervención de gas natural para balancear el Sistema.

3. Generalidades

3.1 Composición y propiedades del Gas Natural

El gas natural es una compleja mezcla de gases compuesta principalmente por metano (CH_4), aunque también suele contener proporciones variables de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), pentanos (C_5H_{12}), dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2), ácido sulfhídrico (H_2S), trazas de hidrocarburos más pesados y otros gases como argón (Ar), hidrogeno (H_2) y helio (He).

En estado natural es incoloro, inodoro e insípido por lo que para su fácil detección en zonas urbanas se le adicionan odorizantes compuestos por Mercaptanos lo que le da su olor característico.

Su densidad relativa (entre 0.6 a 0.66) hace al gas natural más ligero que al aire, por lo que dificulta la formación de mezclas explosivas, toda vez que se disipa rápidamente en las capas superiores de la atmósfera.

El gas natural se encuentra en estado gaseoso y su valor depende del poder calorífico que genere, es decir, de la cantidad de energía que se produzca al llevar a cabo la reacción de combustión. Esta propiedad es variable y depende de la concentración de metano y de la diversidad de gases que contenga la mezcla.

De acuerdo con la normatividad oficial mexicana NOM-001-SECRE-2010, el gas natural que se inyecta a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución debe cumplir con las especificaciones de calidad establecidas:

Figura 1. Especificaciones del Gas Natural (NOM-001-SECRE-2010)

Propiedad	Unidades	Valor
Metano (CH ₄)-Min.	% volumen	84.00
Oxígeno (O ₂)-Max.	% volumen	0.20
Bióxido de Carbono (CO ₂)-Max.	% volumen	3.00
Nitrógeno (N ₂)-Max.	% volumen	4.00
Etano-Max.	% volumen	11.00
Ácido sulfhídrico (H ₂ S)-Max.	mg/m ³	6.00

Fuente. Elaboración propia con datos extraídos de la NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones del gas natural.

Asimismo, debe estar técnicamente libre de agua, aceite e hidrocarburos líquidos, materiales sólidos, polvos y gomas, así como de otros gases que puedan afectar la infraestructura de los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución o cualquier equipo e instalación de los usuarios.

3.2 Clasificación del Gas Natural

Dependiendo de su origen el gas natural se clasifica en:

- Gas asociado: Gas que derivado de las condiciones de presión y temperatura se encuentra disuelto en el petróleo crudo de un yacimiento.
- Gas no asociado: Se encuentra en yacimientos cuya composición es de hidrocarburos muy ligeros, principalmente metano y a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento no forma una fase líquida.

De la misma manera, dependiendo de la composición puede clasificarse como:

- Gas seco: es el que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano.
- Gas húmedo: del que pueden obtenerse cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos.

- Gas amargo: gas natural que contiene dióxido de carbono, agua en fase líquida o vapor y ácido sulfhídrico con una presión parcial mayor de 0.3 KPa (0.05 psia).
- Gas dulce: es el gas natural que contiene bajas cantidades de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados del azufre. Proviene principalmente del proceso de endulzamiento del gas amargo, donde se remueven los gases ácidos a partir de procesos físicos y químicos.

3.3 Panorama actual del gas natural en el mundo

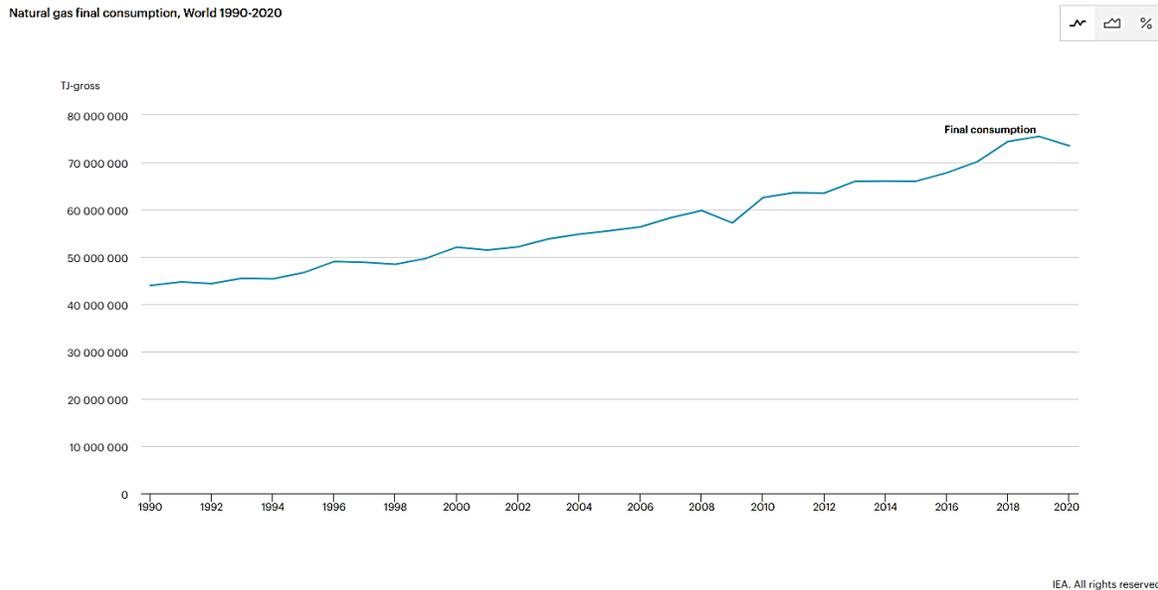
En todos los continentes del planeta existen yacimientos de gas natural, sin embargo, los depósitos naturales más importantes descubiertos hasta ahora se encuentran en países como Rusia, Irán, Qatar, Estados Unidos de América, Turkmenistán, Arabia Saudita, China, entre otros.

Se estima que la reserva mundial de gas natural es de aproximadamente 7,564,300 millones de GJ (7,257.16 Trillones de pies cúbicos) los cuales, con el nivel actual de consumo, permitirían cubrir la demanda de más de 50 años, sin considerar el descubrimiento de nuevos yacimientos que podrían incrementar esta cifra.¹

En las últimas décadas, el consumo de gas natural a nivel mundial se ha caracterizado por su rápido crecimiento. De acuerdo con información de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) entre 1990 y 2020 el consumo de gas natural en el mundo se incrementó en promedio 986 millones de GJ por año.

¹ International - U.S. Energy Information Administration (EIA)

Figura 2. Consumo final del gas natural 1990-2020.



Fuente: International Energy Agency 2023 (Gas - Fuels & Technologies - IEA, s. f.)

De la misma manera, para el año 2021 la demanda mundial de gas natural creció 5.3% recuperando los niveles previos a la pandemia ocasionada por el virus SARS-CoV-2 en el 2019.²

Durante el 2021 la producción mundial de gas natural fue de 148 mil millones de GJ siendo la región de Norteamérica (EUA, Canadá y México) la principal productora del hidrocarburo generando el 28.1 % del total global, seguido de la Comunidad de Estados Independientes (Azerbaiyán, Kazajistán, Rusia, Turkmenistán, Uzbekistán y otros miembros de la CEI por sus siglas en español) con el 22.2 % y la región de Oriente Medio (Irán, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, entre otros) aportando el 17.7 %; mientras que el 32 % restante de la producción se distribuye en otras regiones el mundo.

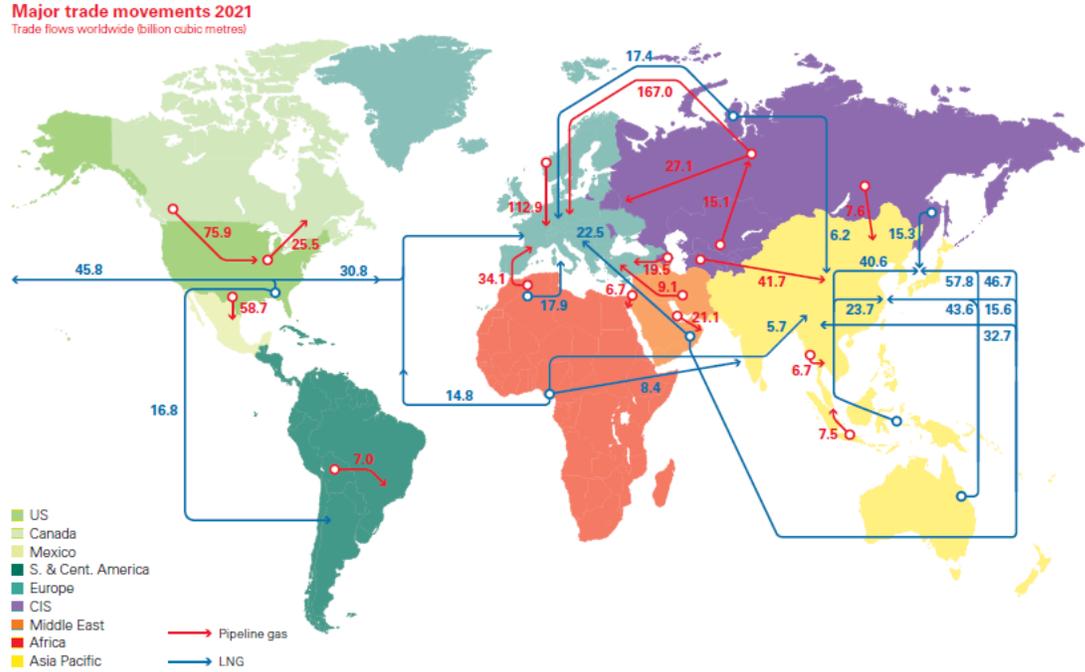
Por el contrario, el consumo global de gas natural en el 2021 fue de 154,885 millones de GJ y la región de Norteamérica lidera con un 25.6 % del consumo total, seguido

² BP Statistical Review of World Energy 2021.

de la región Asia-Pacífico (Australia, China, Japón, India, Corea del Sur, entre otros) con 22.7% y la región CEI con 15.1%.

Las principales transacciones comerciales por gasoductos durante el 2021 se dieron entre la Unión Europea que consumió un total de 9,931 millones de GJ suministrados por la Federación Rusa, Noruega, Argelia, entre otros; y Estados Unidos de América que realizó transacciones comerciales por 2,814 millones de GJ suministrados por Canadá.

Figura 3. Principales transacciones comerciales de gas natural 2021



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2022.

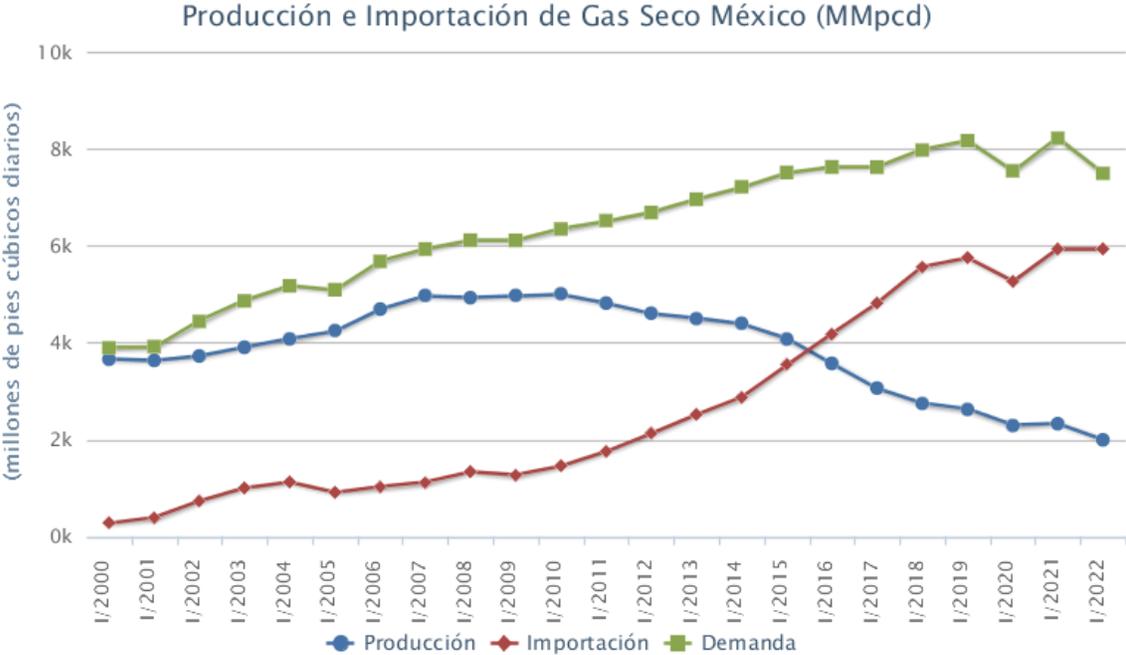
3.4 Panorama actual del gas natural en México

Como se mencionó anteriormente, las reservas actuales probadas de gas natural en el mundo son suficientes para abastecer la demanda mundial en el mediano plazo. En México, se estima que al 2020 las reservas probadas de gas natural equivalen a 6,637 millones de GJ, lo que representa el 0.09% de las reservas mundiales.

Desde 2014, el gas natural ha sido la energía más consumida en el país con un crecimiento del 3.5% anual en promedio entre el año 2000 y 2019. Sin embargo, la producción nacional sólo permite cubrir el 30.3% de la demanda, el resto (69.7%) se cubre con importaciones provenientes de Estados Unidos. (Rodriguez et al., 2022).

En cuanto a la producción y el consumo, durante el 2021 se reportó una producción de 1,075 millones de GJ, mientras que el consumo fue 3,231 millones de GJ, lo cual ilustra el déficit de producción que se tiene respecto a la demanda y la gran dependencia energética que tiene el país.

Figura 4. Producción e Importación de Gas Seco en México



Fuente: Sistema de Información Energética (SIE).

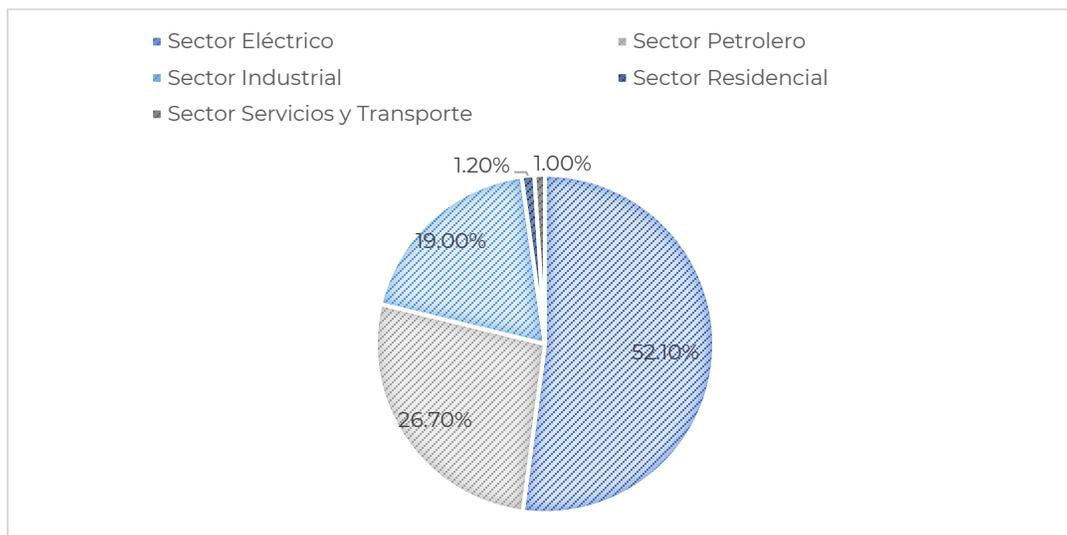
El uso del gas natural en México se distribuye en diferentes sectores y demanda de la siguiente manera:

- El sector eléctrico es el mayor consumidor de gas natural en el país con un 52.1 % de la demanda, esto se debe a la reducción de combustibles

caros y contaminantes como es el caso del combustóleo y el diésel para la generación de electricidad.

- El sector petrolero representa el 26.7 % del consumo total de gas natural en México, su utilización se encuentra enfocada en actividades de Exploración y Producción, Transformación Industrial y Cogeneración Eléctrica de la Empresa Productiva del Estado Pemex.
- El sector industrial demanda cerca del 19 % del total de gas natural en México y es utilizado en la generación de alimentos, celulosa y papel, metales básicos, industria química, textil, vidrio, entre otros, como materia prima o directamente en los procesos productivos.
- La demanda residencial representa el 1.2 % del gas natural en México y es utilizado para la calefacción de los hogares, generación eléctrica, cocción de alimentos, chimeneas y lavavajillas, entre otros.
- Los servicios y el transporte vehicular representan el 1 % ya que en los últimos años el parque vehicular que utiliza gas natural se ha incrementado.

Figura 5. Uso de gas natural en México por sectores.



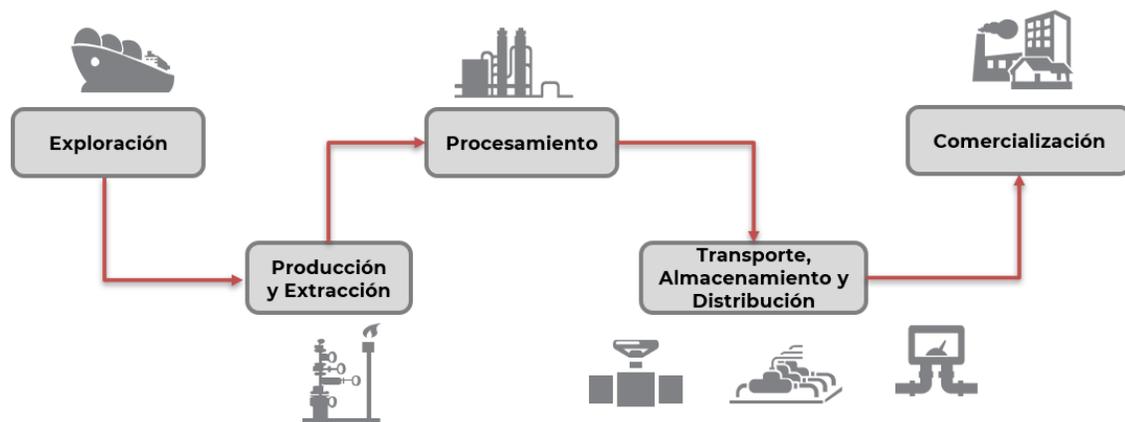
Fuente: Elaboración Propia con información de "Prospectiva del Gas Natural 2017-2031"

3.5 La Cadena de Valor del Gas Natural

La cadena de valor del gas natural en México consta de cinco etapas:

- i) Exploración
- ii) Producción o Extracción
- iii) Procesamiento
- iv) Logística: Transporte, Almacenamiento y Distribución.
- v) Comercialización

Figura 6. Cadena de valor del gas natural



Fuente: Elaboración Propia con información de la CNH

3.5.1 Exploración

La exploración es la actividad de identificar, descubrir y evaluar las estructuras geológicas capaces de contener hidrocarburos, esto se logra a partir de estudios de reconocimiento previo, de superficie y de subsuelo mediante la perforación de pozos, con lo que se busca evaluar la potencialidad petrolera de una región.

3.5.2 Producción o Extracción

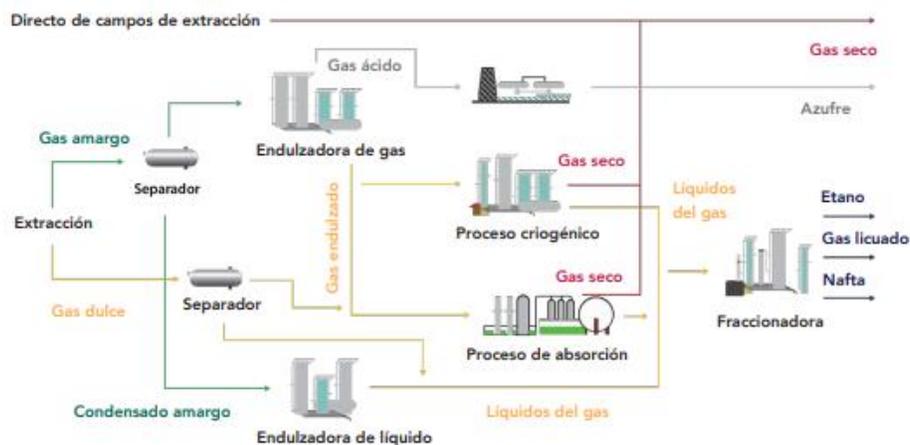
Se le denomina producción o extracción al conjunto de actividades destinadas a la obtención del gas natural desde el subsuelo, incluyendo la perforación de pozos, la inyección y estimulación de los yacimientos, la recolección, el acondicionamiento y separación de otros hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones destinadas a la producción.

3.5.3 Procesamiento

Esta etapa se realiza en los Centros Procesadores de Gas (CPG) diseñados para separar los diversos hidrocarburos no metánicos e impurezas de la corriente de gas natural, con el objetivo de conseguir los estándares de calidad requeridos para el transporte, almacenamiento y distribución.

El procesamiento de gas natural resulta complejo, pero se reconoce que consta de tres fases: endulzamiento, recuperación de licuables y fraccionamiento.

Figura 7. Procesamiento de Gas Natural



Fuente: Modificado de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, Presentación Procesos Industriales 2006

Fuente: El Sector del Gas Natural. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

En la actualidad, México posee nueve Centros Procesadores de Gas Natural ubicados en:

- Burgos (Reynosa, Tamaulipas)
- Arenque (Ciudad Madero, Tamaulipas)
- Poza Rica (Poza Rica de Hidalgo, Veracruz)
- Matapionche (Cotaxtla, Veracruz)
- Área de Coatzacoalcos (Coatzacoalcos, Veracruz)
- La Venta (Huimanguillo, Tabasco)
- Nuevo Pemex (Centro, Tabasco)
- Cactus (Reforma, Chiapas)
- Cd. Pemex (Ciudad Pemex, Tabasco)

Con capacidad de endulzamiento de gas de 4,523 MMpcd, lo que representa una capacidad instalada aproximada de 54 % del consumo total de gas natural presentado en diciembre de 2022. Sin embargo, considerando la producción nacional de gas, actualmente solo se estaría utilizando cerca del 55 % de dicha capacidad instalada de endulzamiento.

3.5.4 Transporte, almacenamiento y distribución

Las actividades logísticas del gas natural consisten en el transporte, almacenamiento y distribución, estas suceden en diferentes etapas de la cadena de valor, siendo la más relevante en la que se conduce el gas natural desde un punto de origen hacia los puntos de consumo, que estos, a su vez, pueden estar interconectados directamente con grandes usuarios o en los sistemas de distribución para el suministro de parques industriales o zonas urbanas.

En el caso del almacenamiento, éste se realiza con la finalidad de satisfacer picos en la demanda, suplir los máximos de consumo, para mantener la seguridad en los sistemas de transporte y garantizar el suministro en caso de una emergencia, por lo

que se recurre a yacimientos agotados, acuíferos, cavernas de sal, entre otros métodos.

3.5.5 Comercialización

La comercialización es la actividad de ofertar el gas natural, gestionar los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, así como prestar o intermediar algún otro servicio de valor agregado para los usuarios finales. Esta etapa se presenta a lo largo de la cadena de valor de manera transversal, sumando valor a través de la eficiencia en la operación.

En México, derivado de la desagregación de actividades en la industria del gas natural, los usuarios pueden adquirir por separado el producto de cada eslabón de la cadena de valor (molécula, así como cada segmento de la cadena logística) o bien contratar los servicios de un comercializador que gestione todas las etapas pertinentes para entregar un producto en agregado.

3.6 El Transporte del Gas Natural

En la actualidad, el gas natural se transporta de diferentes formas las cuales son elegidas dependiendo el volumen a mover, la distancia entre el punto de origen y el punto de consumo y el costo asociado.

3.6.1 Gasoductos

Los gasoductos son la vía más conocida para transportar gas natural a gran escala, estos pueden cubrir largas distancias y suelen interconectar redes de distribución uniendo áreas de producción con instalaciones de almacenamiento de consumidores.

Estas redes de ductos se encuentran conectadas a un ducto principal que alimenta los diferentes ramales, los cuales pueden tener diferentes diámetros y presiones,

con el fin de abastecer a las poblaciones cercanas según las condiciones necesarias para su operación.

3.6.2 Buques Metaneros

Cuando las distancias son demasiado amplias entre el punto de producción y de consumo, el gas natural se transporta a través de buques metaneros, toda vez que resulta una alternativa más económica que la construcción de un gasoducto.

Los buques metaneros son barcos construidos para el transporte de Gas Natural Licuado (GNL) que cuentan con tanques criogénicos que operan a temperaturas extremadamente bajas (entre -163°C y -161°C) provocando una reducción de 600 veces el volumen del gas y un cambio de estado a líquido, haciendo el proceso económicamente factible y seguro.

Una vez transportado, el GNL necesita ser reconvertido, por lo que en los puntos de entrega se encuentran plantas regasificadoras que devuelven el GNL a las condiciones de presión y temperatura requeridas para su utilización o integración a otro medio de transporte.

3.6.3 Barcos GNC

En los últimos años, se ha desarrollado la tecnología para transportar Gas Natural Comprimido (GNC) a través de barcos, reduciendo las grandes inversiones de capital requeridas para la construcción de plantas de licuefacción y regasificación.

Este tipo de transporte utiliza novedosos contenedores de presión ligeros que permiten cargas útiles mayores y costes de transporte por volumen de gas mucho más asequibles para pequeñas y medianas distancias, y hasta para el suministro en zonas remotas como islas.

3.6.4 Gasoductos Virtuales

Los gasoductos virtuales son una alternativa de distribución para pequeños consumos, que resultan una buena opción cuando las condiciones orográficas no permiten la entrada de otros medios de transporte o su construcción no resulta una opción económicamente factible.

Este sistema consiste en distribuir gas natural licuado o comprimido de manera terrestre a través de camiones o trenes, creando una ruta de transporte a la cual se le denomina gasoducto virtual. Una vez en el punto de destino, el gas natural pasa por un proceso de descompresión o regasificación, según sea el caso, para su utilización en los diversos procesos industriales.

3.7 Marco y Órganos Reguladores en Materia de Gas Natural en México

La industria del gas natural se encuentra regulada por un marco jurídico que establece leyes y reglamentos con la finalidad de que ésta funcione en los mejores términos de organización.

Anteriormente, el Estado cubría todas las actividades estratégicas del sector energético a través de Petróleos Mexicanos y sus subsidiarias, generando un monopolio económico y de desarrollo tecnológico.

En la actualidad, derivado de reformas y cambios en las leyes, el modelo de organización industrial está considerado como uno de alto grado de apertura hacia la participación privada en todos los segmentos de la cadena de valor, permitiendo el desarrollo de mercados eficientes y competitivos para el sector energético, propiciando la libre competencia y la ampliación de la infraestructura, con el objetivo de garantizar un suministro confiable, seguro y a precios competitivos.

3.7.1 Marco Regulatorio

En términos energéticos, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en los artículos reglamentarios 25, 27 y 28 y la Ley de Hidrocarburos son los pilares que establecen la política del gas natural del país.

Adicionalmente, existen leyes, reglamentos, directivas y normas oficiales que integran el abanico regulatorio del gas natural y que rigen la cadena de valor del mismo. A continuación, mencionaremos las principales.

3.7.1.1 Leyes y Reglamentos

- Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.
- Decreto por el que se expide la Ley de Hidrocarburos y se reforman diversas disposiciones de la Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera, y Ley de Asociaciones Público-Privadas.
- Decreto por el que se expide la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y, se expide la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía.
- Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Gas Natural.
- Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.
- Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.

3.7.1.2 Directivas

- DIR-GAS-001-2007. Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural.

- DIR-GAS-002-1996. Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural.
- DIR-GAS-005-2003. Directiva sobre seguros para las actividades reguladas en materia de gas natural y gas licuado de petróleo por medio de ductos
- DIR-GAS-006-2006. Directiva de Información para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural.

3.7.1.3 Normas y Programas

- Programa Nacional de Infraestructura de la Calidad 2022
- NOM-001-SECRE-2010. Especificaciones del gas natural
- NOM-002-SECRE-2010. Instalaciones de aprovechamiento de gas natural
- NOM-003-ASEA-2016. Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
- NOM-007-ASEA-2016. Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.
- NOM-010-ASEA-2016. Gas Natural Comprimido (GNC). Requisitos mínimos de seguridad para Terminales de Carga y Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento transportables y Estaciones de Suministro de vehículos automotores.
- NOM-011-SECRE-2000. Gas natural comprimido para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares.
- NOM-013-SECRE-2012. Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural

3.7.2 Órganos Reguladores y Arquitectura Institucional

3.7.2.1 Secretaría de Energía (SENER)

La SENER es la encargada de conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente,

de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional.

3.7.2.2 Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

La CNH es una dependencia del Poder Ejecutivo Federal, que tiene por objetivos estratégicos el i) garantizar la maximización del valor de los hidrocarburos de la Nación, ii) impulsar el aumento de las reservas de hidrocarburos y potencial petrolero del país y iii) asegurar la mejora continua de la regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, entre otras.

3.7.2.3 Comisión Reguladora de Energía (CRE)

La CRE es una dependencia de la Administración Pública Federal con carácter de Órgano Regulador que tiene por atribuciones fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro de la prestación de los servicios (transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, entre otros).

3.7.2.4 Agencia Nacional de Seguridad y Protección al Medio Ambiente (ASEA)

La ASEA es un órgano desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y se encarga de regular y supervisar en materia de seguridad industrial, operativa y protección del medio ambiente, las actividades e instalaciones del sector de hidrocarburos.

3.7.2.5 Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS)

El CENAGAS es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado de la SENER, que opera con dos roles: en el primero actuando como Gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de

Gas Natural (SISTRANGAS) y en el segundo como transportista de gas natural, operando y manteniendo la infraestructura del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el Sistema Naco Hermosillo (SNH).

3.8 EI CENAGAS

3.8.1 Rol de Gestor Independiente

- Se encarga de gestionar y administrar la capacidad de transporte y almacenamiento disponible en el SISTRANGAS.
- Monitorear de manera continua el flujo de gas dentro del SISTRANGAS e instruir a los permisionarios que lo conforman sobre las acciones necesarias para garantizar el balance diario de gas.
- Ser garante del acceso abierto a todos los usuarios y del pago de tarifas a los permisionarios del SISTRANGAS.
- Elaborar y proponer el plan quinquenal de expansión del sistema.
- Coordinar y llevar a cabo las licitaciones de proyectos estratégicos.
- Establecer mediante contrato la cantidad máxima diaria de flujo que deberá transportarse.

3.8.2 Rol de Transportista

- Recepción del gas natural en un punto de destino dentro del mismo sistema.
- Como Transportista, tiene el compromiso de garantizar el abasto confiable, seguro y eficiente de gas natural.
- Monitorear y operar el Sistema Nacional de Gasoductos y el Sistema Naco-Hermosillo.

3.9 EI SISTRANGAS como red de transporte

El Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) es la red de gasoductos que combina ductos públicos y privados, cruza veinte entidades federativas y cuenta con 10,068 kilómetros siendo la red más amplia del país.

El SISTRANGAS se encuentra dividido en nueve zonas tarifarias y está conformado por siete sistemas de transporte de gas natural interconectados entre sí de los siguientes permisionarios:

- i) Sistema Nacional de Gasoductos.
- ii) Gasoductos de Tamaulipas, S. de R. L. de C. V.
- iii) Gasoductos del Bajío, S. de R.L. de C.V.
- iv) Gasoductos del Noreste, S. de R.L. de C.V. (Los Ramones, Fase I)
- v) Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (Gasoductos de Zacatecas)
- vi) TAG Pipelines Norte, S. de R.L. de C.V. (Los Ramones, Fase II Norte)
- vii) TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V. (Los Ramones, Fase II Sur)

Al estar unido, el SISTRANGAS otorga diversos beneficios técnicos y económicos tales como redundancia, eficiencia operativa, garantía en el suministro y tarifas de transporte más competitivas.

El SISTRANGAS cuenta con 27 puntos de inyección de gas natural (14 puntos de inyección nacional y 13 puntos de importación), así como 194 nodos comerciales de extracción distribuidos por toda la república mexicana.

Figura 8. Mapa SISTRANGAS



Fuente: Boletín electrónico SISTRANGAS.

3.10 Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios (TCPS)

Los TCPS son las cláusulas legales y lineamientos aprobados por la Comisión Reguladora de Energía donde se establece la manera de operar por parte del CENAGAS; en ellos se describen los procedimientos contractuales, operativos, comerciales y técnicos aplicables a todos los usuarios que contratan el servicio de transporte de gas natural en el SISTRANGAS.

Los Términos y Condiciones se modifican conforme el Sistema y la operación lo requiera, esto con la finalidad de adaptar de manera más estrecha la regulación con la operación diaria, sin embargo, en caso de existir reformas en las Disposiciones Jurídicas aplicables, los TCPS también pueden sufrir modificaciones esto con previo aviso de la Comisión Reguladora de Energía.

3.10.1 TCPS (Resolución RES/1036/2016)

Con fecha 28 de septiembre de 2016, mediante la Resolución número RES/1036/2016 aprobada por la Comisión Reguladora de Energía se expiden los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural del Sistema Nacional de Gasoductos en donde se describe los ordenamientos a seguir por parte del CENAGAS Transportista para los servicios de transporte por ducto de gas natural y el cual fue aplicado por el Gestor Técnico.

3.10.2 TCPS (Resolución RES/119/2019)

Mediante la Resolución número RES/119/2019 aprobada por la Comisión Reguladora de Energía con fecha 30 de enero de 2019 se otorgan los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural donde se describen en términos generales las relaciones comerciales y operativas del Gestor Técnico y los usuarios.

3.10.3 TCPS (Resolución RES/359/2021)

En octubre de 2021, mediante la Resolución número RES/359/2021 la Comisión Reguladora de Energía aprobó al Gestor Técnico del CENAGAS los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, donde se describen las características y alcances de la prestación del servicio de transporte, la forma en que el Gestor Técnico deberá garantizar el acceso abierto, así como los derechos y obligaciones del Gestor y el usuario, entre otros.

3.11 El Servicio de Transporte de Gas Natural SISTRANGAS (Logística y Transporte)

El Gestor Independiente ofrece los servicios de transporte de gas natural en las modalidades Base Firme (STBF) y Base Interrumpible (STBI), para acceder dichos servicios es necesario celebrar un contrato con el Gestor Independiente.

3.11.1 Modalidad de Servicio

3.11.1.1 Modalidad de Servicio en Base Firme

Esta modalidad asegura la disponibilidad del servicio de transporte en el sistema al usuario que previamente celebró un contrato. El servicio no puede ser objeto de reducciones, interrupciones o suspensiones excepto por situaciones de emergencia o mantenimientos.

El servicio en Base Firme consiste en recibir la Cantidad Programada de gas natural en el (los) Punto(s) de Recepción, incluyendo la cantidad de gas combustible (gas utilizado para el transporte), la medición de la cantidad del producto recibido y todas las acciones u operaciones logísticas necesarias para la entrega de la Cantidad Programada en el (los) Punto(s) de Entrega hasta por la Cantidad Máxima Diaria (CMD) especificada en el Contrato de cada usuario y la Capacidad Operativa del Sistema.

3.11.1.2 Modalidad de Servicio en Base Interrumpible

En caso de que exista capacidad que, aun estando contratada en STBF, no haya sido programada para su utilización en términos de los procedimientos de Nominación y Programación establecidos en los TCPS, el Gestor Independiente ofrecerá el STBI, el cual consiste en la recepción de la Cantidad Programada de Gas Natural en el(los) Punto(s) de Recepción incluyendo la cantidad de Gas Natural Combustible, la Medición de la cantidad del producto recibido y todas las acciones u operaciones necesarias para realizar la entrega de la Cantidad Programada en

el(los) Punto(s) de Entrega hasta por el volumen esperado a conducir especificado por el usuario en el Contrato, lo anterior conforme a la Capacidad Disponible en el trayecto.

La modalidad STBI está sujeta a reducciones e interrupciones y el Gestor Independiente no asegura la disponibilidad y uso de la capacidad del Usuario.

Figura 9. Ciclo Comercial de Transporte de Gas Natural SISTRANGAS



Fuente: Elaboración propia

3.11.2 Preflujo de Gas Natural

3.11.2.1 Nominación de Transporte

La nominación es el procedimiento mediante el cual los usuarios indican al Gestor Independiente la capacidad de transporte a conducir para día de flujo (periodo de 24 horas que comienza a las 9:00 horas y termina a las 8:59 horas del día siguiente), este procedimiento debe realizarse de manera mensual y diaria, a través de la plataforma electrónica indicando los siguientes parámetros:

- El número de contrato y la modalidad del servicio
- Los puntos de recepción y entrega (Anexo 1)
- Las cantidades en volumen (MMpcd) y energía (Giga Joules) en la recepción y entrega
- Mes del flujo
- Tipo de nominación (diaria o mensual)

Una vez recibida, el CENAGAS da trámite a las Nominaciones que cumplan con lo establecido anteriormente hasta por la CMD estipulada en el contrato y en su caso Cantidades Adicionales Autorizadas para posteriormente informar a los usuarios las Cantidades Programadas para el día de flujo.

Los usuarios deben enviar un programa de Nominación mensual con la cantidad de transporte diaria requerida, a más tardar diez días naturales antes del primer día del mes de flujo correspondiente, posteriormente el Gestor Independiente confirma la Programación de la Nominación mensual.

Asimismo, los usuarios pueden realizar Nominaciones diarias de acuerdo con los Ciclos de Nominación (Figura 9) y horarios establecidos para cada día de flujo, esta nominación sustituye la Nominación mensual.

Figura 10. Ciclo de nominaciones diarias

Actividad	Ciclos de Nominación Diaria				
	Día Hábil previo al Día de Flujo		Día de Flujo		
	Ciclo 1 Mañana	Ciclo 2 Tarde	Ciclo 3 Intradía 1	Ciclo 4 Intradía 2	Ciclo 5 Intradía 3
Periodo de recepción de Nominaciones	Hasta las 12:30 del Día previo al Día de Flujo	Hasta las 17:30 del Día previo al Día de Flujo	Hasta las 9:30 del Día de Flujo	Hasta las 14:00 del Día de Flujo	Hasta las 18:30 del Día de Flujo
Hora límite de Confirmación	Hasta las 17:00 del Día previo al Día de Flujo	Hasta las 21:00 del Día previo al Día de Flujo	Hasta las 13:00 del Día de Flujo	Hasta las 17:30 del Día de Flujo	Hasta las 22:00 del Día de Flujo
Hora límite de Programación	Hasta las 17:30 del Día previo al Día de Flujo	Hasta las 21:30 del Día previo al Día de Flujo	Hasta las 13:30 del Día de Flujo	Hasta las 18:00 del Día de Flujo	Hasta las 22:30 del Día de Flujo
Hora de inicio de Flujo	A las 9:00 del Día de Flujo	A las 9:00 del Día de Flujo	A las 14:01 del Día de Flujo	A las 18:01 del Día de Flujo	A las 22:31 del Día de Flujo
Porcentaje de EPSQ	NA	NA	79.17%	62.50%	45.83%

Fuente: Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural SISTRANGAS

3.11.2.2 Confirmación y Programación

La Confirmación es el paso posterior a la Nominación, donde el Gestor Independiente evalúa y notifica al operador del Punto de Entrega y Recepción la cantidad de gas natural solicitada en la Nominación, con la finalidad de determinar la disponibilidad de recibir, transportar y entregar en el día de flujo dicha cantidad.

Una vez que el operador, evalúa las cantidades nominadas y determina la viabilidad de transportar los flujos de gas solicitados realiza la confirmación al Gestor Independiente.

Una vez realizado el proceso anterior, se continua a la etapa de Programación donde el Gestor Independiente notifica a los usuarios la capacidad de transporte que se obliga a tener disponible para recibir, transportar y entregar en el día de flujo con respecto a las cantidades de gas natural requeridas mediante la Nominación

3.11.3 Postflujo de Gas Natural

3.11.3.1 Medición

La Medición consiste en la cuantificación diaria de la cantidad de Gas Natural que se recibe o entrega en un punto del Sistema en un día de flujo, las unidades utilizadas son los Metros cúbicos y Giga Joules y cada Sistema Integrante es responsable de su sistema de transporte por lo que deberá contar con los equipos de medición necesarios para la prestación del servicio de transporte.

Con la información proporcionada, el Gestor Independiente revisa la Medición de gas natural en cada punto de recepción y entrega como parte de la prestación del servicio de transporte para fines comerciales.

3.11.3.2 Asignación

Una vez que CENAGAS cuenta con la información de la medición por parte de los Sistemas Integrados, asignará la medición fiscal para determinar las cantidades de gas natural efectivamente recibidas y entregadas para cada usuario.

El proceso de Asignación consiste en determinar la cantidad de gas natural que se recibió y entregó con respecto a la cantidad programada en los procesos previos y que posteriormente será el insumo por cobrar en la facturación del servicio de transporte.

En este proceso se considera el orden de prelación de las rutas, las modalidades de contratación y los Procedimientos de Asignación Predeterminada donde se establece la metodología de asignación en los puntos de recepción y entrega donde convive la operación de diferentes usuarios.

3.11.3.3 Facturación

La Facturación es la etapa final en el ciclo comercial y logístico del transporte de gas natural y es donde se cobran los servicios prestados por CENAGAS en todas sus modalidades (Reserva, Cantidades Adicionales Autorizadas, Cantidades Adicionales No Autorizadas y Cantidades Programadas) a partir de la información generada en las etapas anteriores.

Los usuarios tienen la obligación de realizar el pago por las tarifas y cargos facturados por el Gestor Independiente en tiempo y forma, con la finalidad de mantener el suministro de gas natural y no incurrir en penalizaciones operativas o económicas.

Es en esta etapa donde se recienten los impactos de una inadecuada operación logística por parte de los usuarios, ya que se incrementan los costos asociados al transporte de gas natural.

3.11.3.3.1 Cargos aplicables al Servicio de Transporte de Gas Natural

Los cargos aplicables varían según la modalidad del servicio que se preste ya sea STBF y/o STBI y dependen directamente de las Cantidades Programadas y la Capacidad Máxima Diaria contratada.

3.11.3.3.2 Cargo por Capacidad

El cargo por capacidad se refiere a la porción de tarifa de reserva aprobada por la Comisión Reguladora de Energía y que se aplica en la modalidad de servicio en Base Firme sobre la Capacidad Máxima Diaria de transporte que el usuario tiene contratada y que el CENAGAS se obliga a fluir.

Este cargo se realiza mes con mes, aún si el usuario no hace uso de su capacidad contratada en la infraestructura. Y su determinación de manera general se entiende de la siguiente manera:

$$\sum_{i=0}^{i=1} CMD \times Tarifa \times IVA = Total a Facturar Reserva$$

Donde:

CMD: Cantidad Máxima Diaria contratada (GJ/día)

Tarifa: Tarifa por trayecto (\$/GJ)

i: Número de días del mes a facturar

IVA: Impuesto al Valor Agregado

Total a Facturar Reserva: Montón total por facturar por Reserva de Capacidad (\$)

3.11.3.3.3 Cargo por Cantidades Programadas

Los cargos por Cantidades Programadas (CP) se aplican para los contratos STBI y se obtienen de la Cantidad Programada de manera diaria en el(los) Puntos de Entrega y Recepción por la tarifa en Base Interrumpible asociada al trayecto de la ruta Nominada y Programada.

$$\sum_{i=0}^{i=1} CP \times Tarifa \times IVA = Total a Facturar CP$$

Donde:

CP: Cantidad Programada (GJ/día)

Tarifa: Tarifa por trayecto en Base Interrumpible (\$/GJ)

i: Número de días del mes a facturar

IVA: Impuesto al Valor Agregado

Total a Facturar CP: Montón total por facturar por Cantidades Programadas (\$)

3.11.3.3.4 Cargo por Cantidades Adicionales Autorizadas

Las Cantidades Adicionales Autorizadas (CAA) resultan de cualquier cantidad Nominada por el usuario y programada por el Gestor Independiente por encima de la Capacidad Máxima Diaria contratada por trayecto, este cargo solo es aplicable a los Contratos STBF.

Cuando el Gestor Independiente autoriza las CAA, estas deberán ser pagadas con la tarifa máxima en Base Firme de los trayectos aplicables.

La fórmula general para la determinación del cargo por Cantidades Adicionales Autorizadas se expresa de la siguiente manera:

$$Si [CP_{dxt} > CMD_{dxt}] \rightarrow CAA_{dxt}$$

$$\therefore \sum_{i=0}^{i=1} [CP_{dxt} - CMD_{dxt}] \times Tarifa \times IVA = Total a facturar CAA$$

Donde:

CP_{dxt} : Cantidad Programada por día por trayecto (GJ/día)

CMD_{dxt} : Cantidad Máxima Diaria por día por trayecto (GJ/día)

$Tarifa$: Tarifa por trayecto (\$/GJ)

i : Número de días del mes a facturar

IVA : Impuesto al Valor Agregado

CAA_{dxt} : Cantidades Adicionales Autorizadas diarias por trayecto (GJ/día)

$Total a facturar CAA$: Montón total por facturar por CAA (\$)

3.11.3.3.5 Cargo por Cantidades Adicionales No Autorizadas

Las Cantidades Adicionales No Autorizadas (CANA) surgen de cualquier cantidad de transporte medido y asignado en los Puntos de Entrega que exceda de la

Cantidad Programada o que no haya sido Nominada y Programada por el Gestor Independiente como CAA.

La determinación del cargo se realiza considerando las Cantidades Adicionales No Autorizadas obtenidas por día y trayecto por dos (2) veces la tarifa de transporte en Base Firme para los contratos STBF y/o dos (2) veces la tarifa Base Interrumpible para los contratos STBI.

$$Si [CA_{dxt} > CP_{dxt}] \rightarrow CANA_{dxt}$$

$$\therefore \sum_{i=0}^{i=1} [CA_{dxt} > CP_{dxt}] \times [2 \times Tarifa] \times IVA = Total a facturar CANA$$

Donde:

CP_{dxt} : Cantidad Programada por día por trayecto (GJ/día)

CA_{dxt} : Cantidad Asignada diaria por día por trayecto (GJ/día)

$Tarifa$: Tarifa por trayecto Base Firme o Base Interrumpible (\$/GJ)

i : Número de días del mes a facturar

IVA : Impuesto al Valor Agregado

$CANA_{dxt}$: Cantidades Adicionales No Autorizadas diarias por trayecto (GJ/día)

$Total a facturar CANA$: Montón total por facturar por CANA (\$)

3.12 Reglas de Balance Operativo de Transporte

Con la finalidad de mantener el Sistema en condiciones de seguridad, continuidad, calidad y eficiencia en la prestación del servicio de transporte de gas natural es necesario incentivar la disciplina operativa de los usuarios del SISTRANGAS. Para ello resulta fundamental monitorear y controlar las cantidades que se inyectan y consumen, para mantener los parámetros de balance en un nivel óptimo.

3.12.1 Parámetros de Balance

En ese sentido, los Parámetros de Balance determinan los niveles y umbrales óptimos para la adecuada operación del Sistema, considerando como mínimo lo siguiente:

- Gas de Empaque General del SISTRANGAS.
- Gas de Empaque por zona de referencia (Norte, Centro, Sur, Ramones y Bajío).
- Presiones de referencia en puntos de interconexión y monitoreos principales (Los Indios, Altamira, Valtierra, Mendoza, Minatitlán y Santa Catarina).

En caso de que algún parámetro se encuentre operando fuera de los límites superiores o inferiores, el CENAGAS puede realizar las siguientes acciones de intervención para restaurar las condiciones del SISTRANGAS:

- Modificar las cantidades de recepción y entrega de Gas Natural, previa notificación a los usuarios del SISTRANGAS.
- Realizar o instruir a los Permisionarios que forman parte del SISTRANGAS a realizar compras o ventas de gas natural, únicamente en casos de emergencia operativa, caso fortuito o fuerza mayor cuando ello resulte indispensable para mantener el balance y operación del Sistema.
- Contratar servicios como i) Capacidad Adicional en estaciones de compresión, ii) Estacionamiento, iii) Almacenamiento, iv) Préstamo y v) Transporte en Base Interrumpible en otros sistemas interconectados al SISTRANGAS.
- Coordinar las acciones con los agentes del mercado, de manera enunciativa más no limitativa, Órganos Reguladores y Empresas Productivas del Estado, a través de mecanismos previamente establecidos entre las partes para mantener el balance del SISTRANGAS.

3.12.2 Los Desbalances de Gas Natural

Una consecuencia de la indisciplina operativa de los usuarios son los desbalances, estos son provocados por la inadecuada determinación en los consumos de gas natural y la discrepancia con la Capacidad Máxima Diaria contratada.

Una vez que el Gestor Técnico cuenta con la información correspondiente a la Medición Fiscal y termina con el proceso de Asignación, procede a determinar los Desbalances de los usuarios (Desbalance de Programación y Desbalance de Gas Natural) que posteriormente serán sujetos a cobro.

3.12.2.1 Desbalance de Programación

El Desbalance de Programación es la discrepancia diaria entre la cantidad de gas natural que el usuario programa que va a inyectar y/o extraer del Sistema y la cantidad de gas natural que realmente inyecta y/o extrae del Sistema, lo anterior una vez cerrado el proceso de Asignación en el mes de flujo correspondiente. La determinación de manera general se describe de la siguiente manera:

Desbalance de Programación Entrega:

$$DP_{exdxr} = |CP_{pexdxr} - CA_{pexdxr}|$$

$$DP_e = \sum_{i=0}^{i=1} |CP_{pexdxr} - CA_{pexdxr}|$$

Donde:

DP_e : Desbalance de Programación Entrega del mes de flujo (GJ)

DP_{exdxr} : Desbalance de Programación Entrega por día por ruta (GJ/día)

CP_{pexdxr} : Cantidad Programada en los Puntos de Entrega por día por ruta (GJ/día)

CA_{pexdxr} : Cantidad Asignada en los Puntos de Entrega por día por ruta (GJ/día)

Desbalance de Programación Recepción:

$$DP_{rxdxr} = |CP_{prxdxr} - CA_{prxdxr}|$$

$$DP_r = \sum_{i=0}^{i=1} |CP_{prxdxr} - CA_{prxdxr}|$$

Donde:

DP_r : Desbalance de Programación Puntos de Recepción del mes de flujo (GJ)

DP_{rxdxr} : Desbalance de Programación en la Recepción por día por ruta (GJ/día)

CP_{prxdxr} : Cantidad Programada en los Puntos de Recepción por día por ruta (GJ/día)

CA_{prxdxr} : Cantidad Asignada en los Puntos de Recepción por día por ruta (GJ/día)

i : Número de días del mes

3.12.2.2 Cargo por Desbalance de Programación

En caso de que un usuario genere Desbalance de Programación, el Gestor Técnico aplica un cargo asociado a cada uno de los contratos (Base Firme y Base Interrumpible) que tengan celebrados con el CENAGAS.

Dicho cargo se aplicará sobre la diferencia entre la Cantidad Programada en el (los) Puntos de Entrega y/o Recepción y la Cantidad Asignada en el (los) Puntos de Entrega y/o Recepción con una tolerancia de cinco por ciento (5%) con respecto a la CMD de los contratos STBF o la Cantidad Programada para los contratos STBI.

La metodología de cálculo general se describe de la siguiente manera para cada modalidad de servicio.

Base Firme:

$$DP_{BF} = |CP_i - CA_i|$$

$$\forall DP_{BF} > 5\% \text{ CMD} \therefore \text{Se genera cargo}$$

$$\text{Si } DP_{BF} < 5\% \text{ CMD} \therefore \text{No se genera cargo}$$

$$DP_{ec} = DP_e > 5\% \text{ CMD} \quad DP_{rc} = DP_r > 5\% \text{ CMD}$$

$$DP_{BF} = [DP_{ec} + DP_{rc}]$$

$$CDP_{BF} = DP_{BF} * T_i$$

Donde:

CP_i : Cantidad Programada en el Punto de Recepción y/o Entrega (GJ)

CA_i : Cantidad Asignada en el Punto de Recepción y/o Entrega (GJ)

DP_{BF} : Desbalance de Programación en Base Firme (GJ)

CMD : Cantidad Máxima Diaria (GJ/día)

DP_e : Desbalance de Programación Entrega del mes de flujo (GJ)

DP_r : Desbalance de Programación Puntos de Recepción del mes de flujo (GJ)

DP_{ec} : Desbalance de Programación Entrega aplicable para cargo (GJ)

DP_{rc} : Desbalance de Programación Recepción aplicable para cargo (GJ)

T_i : Tarifa de Servicio de Transporte en Base Interrumpible (MXN/GJ)

CDP_{BF} : Cargo por Desbalance de Programación Base Firme (MXN)

Base Interrumpible:

$$DP_{BI} = |CP_i - CA_i|$$

$\forall DP_{BI} > 5\% CP_i \therefore$ Se genera cargo

$Si DP_{BF} < 5\% CP_i \therefore$ No se genera cargo

$$DP_{ec} = DP_e > 5\% CP_e \quad DP_{rc} = DP_r > 5\% CP_r$$

$$DP_{BI} = [DP_{ec} + DP_{rc}]$$

$$CDP_{BI} = DP_{BI} * T_i$$

Donde:

CP_i : Cantidad Programada en el Punto de Recepción y/o Entrega (GJ)

CA_i : Cantidad Asignada en el Punto de Recepción y/o Entrega (GJ)

DP_{BI} : Desbalance de Programación en Base Interrumpible (GJ)

DP_e : Desbalance de Programación Entrega del mes de flujo (GJ)

DP_r : Desbalance de Programación Puntos de Recepción del mes de flujo (GJ)

DP_{ec} : Desbalance de Programación Entrega aplicable para cargo (GJ)

DP_{rc} : Desbalance de Programación Recepción aplicable para cargo (GJ)

T_i : Tarifa de Servicio de Transporte en Base Interrumpible (MXN/GJ)

CDP_{BI} : Cargo por Desbalance de Programación Base Interrumpible (MXN)

3.12.2.3 Desbalance de Gas Natural

El Desbalance de Gas Natural es la diferencia entre las cantidades de gas natural recibidas por el transportista en los Puntos de Recepción (sin considerar el gas combustible) y las cantidades de gas natural entregadas a los usuarios en los Puntos de Entrega. Lo anterior, considerando las cantidades asignadas en el mes de flujo correspondiente.

El Gestor Técnico determina el Desbalance de Gas Natural conforme la siguiente fórmula:

$$DGN_i = CA_{pr} - (CA_{pe} + GC_{pe})$$

Donde:

DGN_i : Desbalance de Gas Natural en el punto i (GJ)

CA_{pr} : Cantidad Asignada en el Punto de Recepción i (GJ)

CA_{pe} : Cantidad Asignada en el Punto de Entrega i (GJ)

GC_{pe} : Gas Combustible en el Punto de Entrega (GJ)

El CENAGAS admite una tolerancia de cinco por ciento (+/- 5 %) de la CMD y/o la Cantidad Programada para los contratos STBF y/o STBI, respectivamente.

De ser el caso en que, derivado de las condiciones operativas, el Gestor Técnico se vea en la necesidad de realizar acciones de compra o venta de gas natural con la finalidad de mantener la continuidad y seguridad en la prestación del servicio, los usuarios involucrados tendrán que realizar las liquidaciones correspondientes.

3.12.2.4 Liquidación en especie

Si el sistema lo requiere, el CENAGAS puede solicitar la liquidación en especie del desbalance generado en un plazo de hasta cinco días naturales. Dicho proceso consiste en inyectar o extraer la cantidad de gas natural que el Gestor Técnico requiera para subsanar los desbalances realizados.

3.12.2.5 Liquidación en efectivo

En caso de que los Parámetros de Balance se encuentren fuera de los niveles óptimos y el Gestor Técnico recurra a la compra de Gas Natural para Balanceo del Sistema (Intervención), éste será cobrado a los usuarios con desbalance negativo (es decir usuarios que extraigan más gas natural que el que inyectan en el Sistema) durante el mes de flujo. Para lo anterior, se asignará al usuario la proporción a liquidar en efectivo conforme a la siguiente fórmula:

$$DOL_i = GAI * \frac{DGN_i}{\sum_{i=1}^n DGNT}$$

Donde:

DOL_i : Desbalance Objeto de Liquidación del Usuario i en el Mes de Flujo Intervenido (GJ)

GAI : Gas Natural adquirido por CENAGAS asociado a la Intervención (GJ)

DGN_i : Desbalance de Gas Natural Total negativo del Usuario 1.... N (GJ)

$\sum_{i=1}^n DGNT$: Desbalance de Gas Natural Total Negativo de los Usuarios (GJ)

Por lo que respecta al Desbalance de Gas Natural negativo de los Usuarios se calcula de la siguiente manera:

$$DGN_i = DGN_t + MNA_t$$

Donde:

DGN_i : Desbalance de Gas Natural Negativo del Usuario i en el Mes de Flujo intervenido (GJ)

DGN_t : Desbalance de Gas Natural negativo del Usuario i en el Mes de Flujo t intervenido (GJ)

MNA_t : Makeups No Autorizados del Usuario i en el Mes de Flujo t intervenido (GJ)

Finalmente, la asignación de los costos incurridos por la intervención en el Mes de Flujo a los Usuarios se calcula con el resultado de la fórmula anterior y la aplicación del precio promedio del Gas Natural adquirido.

$$LEDOL_i = PAGN * DOL_i$$

Donde:

$LEDOL_i$: Liquidación en Efectivo del Desbalance Objeto de Liquidación del Usuario i en el Mes de Flujo intervenido (GJ)

$PAGN$: Precio promedio de Gas Natural adquirido (MXN/GJ)

DOL_i: Desbalance Objeto de Liquidación del Usuario *i* en el Mes de Flujo Intervenido (GJ)

Aunado a lo anterior el CENAGAS aplica a los usuarios una pena convencional por poner en riesgo la operación del Sistema adicional a la recuperación de los costos incurridos, lo cual repercute directamente en la economía de los usuarios.

4. Procedimiento

Para la elaboración del presente trabajo se analizarán los principales cambios entre los Términos y Condiciones aprobados por las Resoluciones RES/119/2016 y RES/359/2021

Adicionalmente, se recolectarán los reportes y bases de datos históricas publicadas por el Centro Nacional de Control del Gas Natural en el Boletín Electrónico del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, los cuales contienen información reportada a la Comisión Reguladora de Energía de acceso abierto hasta diciembre de 2022.

4.1 Inyecciones y Extracciones Históricas

Las inyecciones y extracciones nos dan un panorama de la utilización del Sistema, es decir, la cantidad de gas natural que comercialmente ingresa y/o sale del ducto y que por ende es efectivamente transportada por los usuarios.

El CENAGAS, a través del Boletín Electrónico, reporta las cantidades diarias de gas natural inyectadas y extraídas del SISTRANGAS por nodo comercial, origen del gas (si este es nacional o importación) y Zona Tarifaria donde fue extraído e inyectado.

Dado lo anterior, y para el presente análisis se procederá a agrupar la cantidad de gas inyectada al Sistema por día a partir del 1 de enero de 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2022, considerando los 27 Nodos Comerciales de Recepción activos.

De la misma manera, se realizará la agrupación de las cantidades diarias de gas natural extraídas del Sistema, con las mismas condiciones y considerando los 194 Nodos Comerciales de Entrega que opera el SISTRANGAS.

Una vez realizado lo anterior, se compararán ambos parámetros de manera mensual con la finalidad de observar el Desbalance Comercial (diferencia entre la cantidad asignada en la extracción y la cantidad asignada en inyección) y así analizar el comportamiento del Sistema en un periodo determinado previo y posterior a la entrada en vigor de los Términos y Condiciones implementados en la RES/359/2021.

4.2 Desbalance por tipo de concepto autorizado en los TCPS

Como se definió anteriormente, los desbalances son consecuencia de la indisciplina operativa causada por discrepancias en las cantidades de gas natural proyectadas, inyectadas y extraídas por los usuarios del SISTRANGAS.

Dado que el Desbalance de Molécula y el Desbalance de Programación son reportados ante la CRE, el CENAGAS mantiene disponible esta información en el Boletín Electrónico. Los reportes se encuentran de manera mensual en formato PDF, con información de los diferentes tipos de desbalances por día y por usuario.

Por lo anterior, los datos de Desbalance de Programación y Molécula se exportarán a Excel y se agruparán las cantidades de manera diaria toda vez que no es posible realizar un análisis por usuario, y posteriormente se determinarán los desbalances totales por mes de servicio con la finalidad de analizar las variaciones de estos, previo y posterior a la entrada en vigor de los Términos y Condiciones de la RES/359/2021.

4.3 Acciones de Intervención

Conforme a lo expuesto previamente, las Acciones de Intervención se refieren a las compras de gas natural para balanceo realizadas como mecanismo de emergencia para mantener las condiciones operativas del Sistema. Estas compras de gas natural son uno de los principales indicadores operativos, ya que se ocasionan principalmente por la inadecuada operación en los consumos y/o inyecciones, por lo que los costos asociados a dichas intervenciones se trasladan a los usuarios que ocasionaron el desbalance negativo en el SISTRANGAS.

El Gestor Técnico reporta las Acciones de Intervención realizadas por día y el precio promedio del gas natural con el que se realizó la compra de emergencia. Con esa información, se examinarán las compras de gas natural para el balanceo del SISTRANGAS de manera anual y se analizará el impacto de este parámetro a partir de la implementación de la RES/359/2021.

4.4 Parámetros de Balance Operativos

Por último, los Parámetros de Balance Operativos como información fundamental del Sistema son reportados de manera diaria en el Boletín Electrónico con la finalidad de observar la situación del SISTRANGAS.

A partir de esta información se analizará la información diaria del Empaque reportado por el CENAGAS para analizar los niveles operativos del Sistema y con ello visualizar la tendencia previo y posterior a la entrada en vigor de la regulación aplicable vigente.

5. Resultados y Discusión

5.1 Principales cambios entre TCPS

Las actualizaciones regulatorias por las que se modifican los Términos y Condiciones presentan diferentes cambios en las metodologías y criterios que el CENAGAS aplica a los usuarios del SISTRANGAS.

Dado lo anterior, en la Figura 11 se presentan los principales cambios operativos y técnicos entre las Resoluciones RES/119/2019 y RES/359/2021.

Figura 11. Principales cambios TCPS RES/119/2019 y RES/359/2021

Apartado	TCPS RES/119/2019	TCPS RES/359/2021
Modalidades Servicio de Transporte	<ul style="list-style-type: none"> - Base Firme - Base Interrumpible 	<ul style="list-style-type: none"> - Base Firme - Base Interrumpible
Cargos aplicables	Base Firme: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cargo por Capacidad ▪ Uso Base Firme ▪ Gas en Exceso Base Interrumpible: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Uso Base Interrumpible 	Base Firme: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cargo por Capacidad ▪ Cantidad Adicional Autorizada ▪ Cantidad Adicional No Autorizada Base Interrumpible: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cantidad Programada ▪ Cantidad Adicional No Autorizada
Prioridad del Servicio	<ul style="list-style-type: none"> - Nominaciones asociadas a Contratos de STBF (Rutas PP). - Nominaciones asociadas a Contratos de STBF (Rutas PS, SP y SS). - Nominaciones asociadas a Cantidades Adicionales Autorizadas bajo Contratos STBF. (Rutas PP). - Nominaciones asociadas a Cantidades Adicionales Autorizadas bajo Contratos STBF. (Rutas PS, SP y SS). - Nominaciones asociadas a Contratos de servicios en STBI. - Nominaciones asociadas al servicio de estacionamiento. - Nominaciones asociadas al servicio de préstamo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Nominaciones asociadas a Contratos de STBF (Rutas PP). - Nominaciones asociadas a Contratos de STBF (Rutas PS, SP y SS). - Nominaciones asociadas a Contratos de servicios en STBI. - Nominaciones asociadas a Cantidades Adicionales Autorizadas bajo Contratos STBF. (Rutas PP). - Nominaciones asociadas a Cantidades Adicionales Autorizadas bajo Contratos STBF. (Rutas PS, SP y SS). - Nominaciones correspondientes a liquidaciones en especie tipo Payback y tipo Makeup. - Nominaciones asociadas a Contratos de STC o intercambio (Swap).

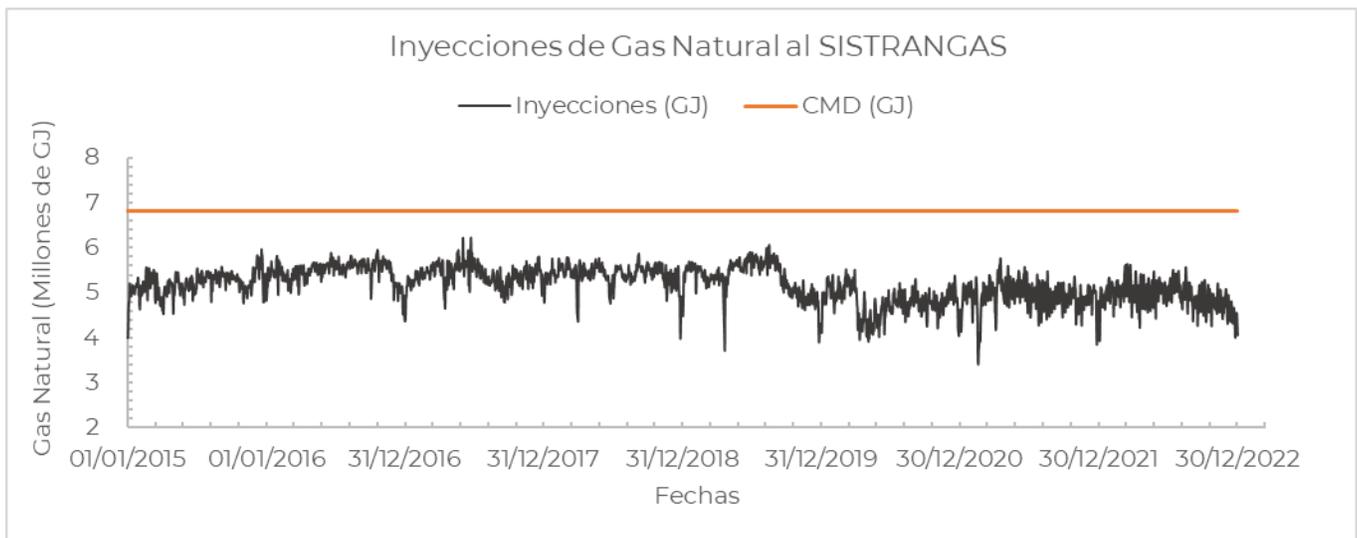
	- Nominaciones asociadas al pago de desbalances.	- Nominaciones asociadas al servicio de Estacionamiento y Préstamo.
Reglas de Balance Operativo de Transporte	- Desbalance de Programación (Puntos de Entrega). - Desbalance de Gas Natural. - Penalizaciones y Liquidaciones.	- Desbalance de Programación (Puntos de Entrega y Recepción). - Desbalance de Gas Natural. - Penalizaciones y Liquidaciones.
Condiciones financieras del servicio	- Garantías de Cumplimiento - Intereses	- Garantías de Cumplimiento - Intereses

Fuente: Elaboración Propia.

5.2 Inyecciones y Extracciones históricas

En las Figuras 12 y 13 se muestran las Inyecciones y Extracciones diarias de gas natural al SISTRANGAS desde 1 de enero de 2015 al 31 de diciembre de 2022, asimismo se señala una Capacidad Máxima Diaria de 6.82 millones de GJ, cantidad contratada al mes de diciembre de 2022 y que se considera puede fluir por día en el SISTRANGAS.³

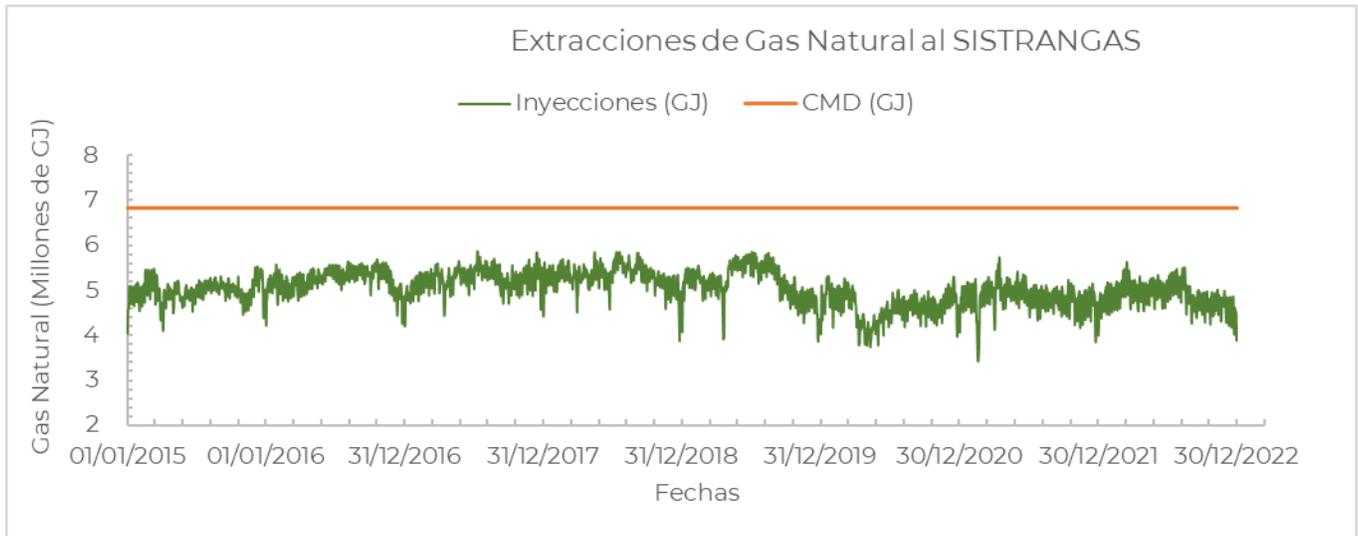
Figura 12. Inyecciones de gas natural al SISTRANGAS



Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

³ De acuerdo con información comercial reportada, en diciembre de 2022 el CENAGAS comercializa una Capacidad Máxima Diaria de 6.82 millones de GJ por día, cantidad que se considera puede fluir por día en el SISTRANGAS y que para este ejercicio se mantendrá como una constante desde enero de 2015.

Figura 13. Extracciones de Gas Natural del SISTRANGAS



Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

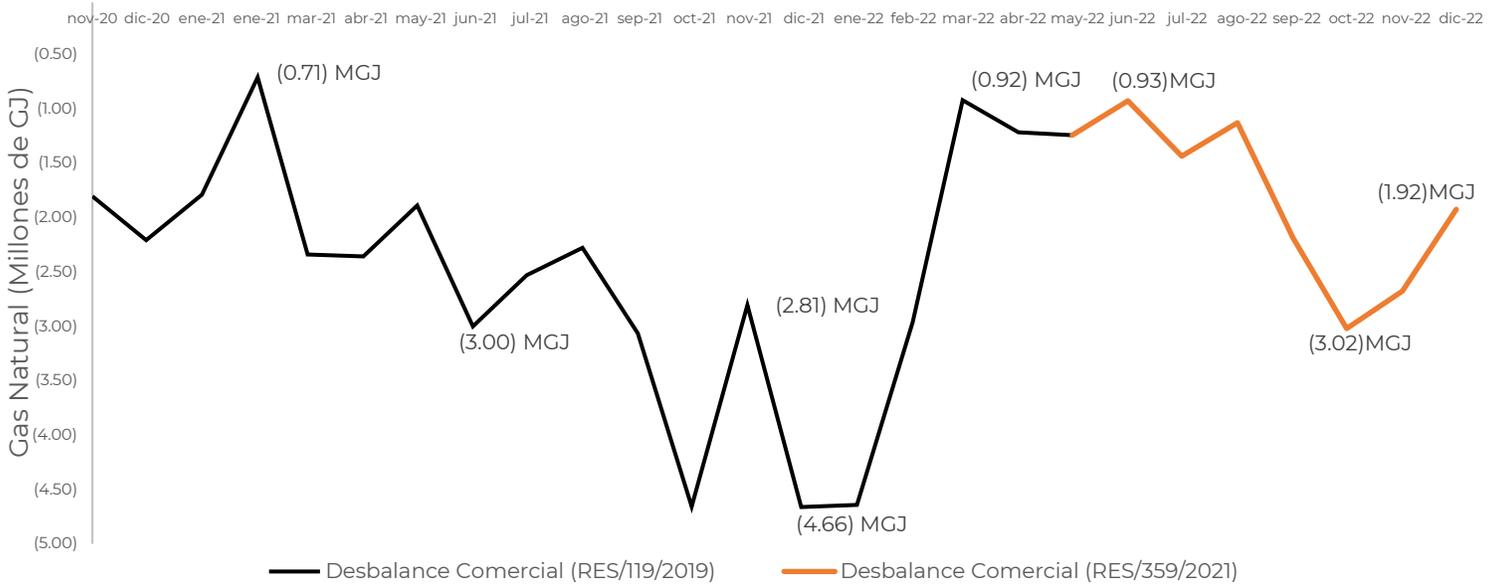
En ambos casos se observan comportamientos similares a lo largo del tiempo, es decir, las inyecciones y extracciones del Sistema presentan tendencias congruentes. Además, posterior a la implementación de la RES/359/2021 se muestra constancia.

Considerando el periodo de mayo de 2021 a abril de 2022 (previo a la RES/359/2021), el máximo valor de consumo fue de 5.63 millones de GJ mientras que el flujo más bajo fue de 3.85 millones de GJ.

Tomando en cuenta los datos reportados de mayo a diciembre de 2022 (posterior al inicio de la aplicación de la RES/359/2021), el valor más alto de consumo reportado fue de 5.51 millones de GJ, entre tanto el consumo más bajo fue de 3.88 millones de GJ.

Con lo anterior, podemos determinar que existe capacidad en el Sistema que no está siendo utilizada, toda vez que el gas natural efectivamente transportado se encuentra por debajo de la Capacidad Máxima Diaria ofrecida comercialmente por el CENAGAS. Esto implica que en los ocho meses que tienen vigentes los TCPS, la cantidad transportada no presento alteraciones significativas.

Figura 14. Desbalance Comercial Mensual



Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

En la Figura 14 se gráfica el Desbalance Comercial Mensual que se determina con la diferencia de la cantidad asignada a la extracción y la cantidad asignada en la inyección, cabe señalar que no se consideran las transacciones Makeup y Payback, por lo que es una vista de la operación comercial del transporte de gas natural en el Sistema.

En valores ideales la tendencia debería acercarse al cero, lo que implicaría que a nivel transporte se está extrayendo el gas natural que se está inyectando al Sistema a través de las rutas comerciales contratadas por los usuarios, lo anterior sin hacer uso de las transacciones operativas que subsanan los niveles del Sistema y de los usuarios.

Conforme a lo que se observa, previo a la resolución RES/359/2021 el desbalance comercial máximo se generó en el mes de febrero de 2021 (-0.71 Millones de GJ) lo que representa un desbalance del 0.56% respecto de la cantidad asignada en el mismo mes (128.81 millones de GJ), mientras que el valor mínimo se presentó en diciembre del 2021 (-4.66 Millones de GJ) que representa el 3.19% del gas natural asignado a la extracción del mismo mes (146.20 millones de GJ), mientras que

posterior a la aplicación de los nuevos TCPS el valor máximo se observó en el mes de junio de 2022 (0.93 Millones de GJ) que representa 0.61% de la cantidad asignada (151.51 millones de GJ) y el valor mínimo en el mes de octubre del mismo año (3.02 Millones de GJ) equivalente al 2.06% respecto de la cantidad asignada (146.42 millones de GJ).

Dado lo anterior, en promedio el Desbalance Comercial previo a la RES/359/2021 es de -2.55 millones de GJ considerando el periodo de noviembre de 2020 hasta abril de 2022, mientras que durante el periodo estudiado de mayo a diciembre de 2022 el promedio fue de -1.82 millones de GJ, por lo que considerando los valores promedio existe una pequeña mejora a nivel transporte posterior a la aplicación de la RES/359/2021.

5.3 Desbalance de Gas Natural

En la Figura 15 se muestra el Desbalance de Gas Natural de manera mensual, en este se consideran todas las entradas y salidas de gas natural al Sistema derivado de la prestación del servicio de transporte, el gas combustible requerido para la operación de los compresores y las transacciones operativas realizadas donde se compensa el gas natural en especie para efectos de balance.

En condiciones operativas ideales el parámetro Desbalance de Gas Natural tendería a cero, con ello podríamos interpretar que el Sistema se encuentra balanceado, toda vez que implicaría que los usuarios realizan compras e inyecciones de molécula que atienden perfectamente la demanda diaria del gas natural que consumen.

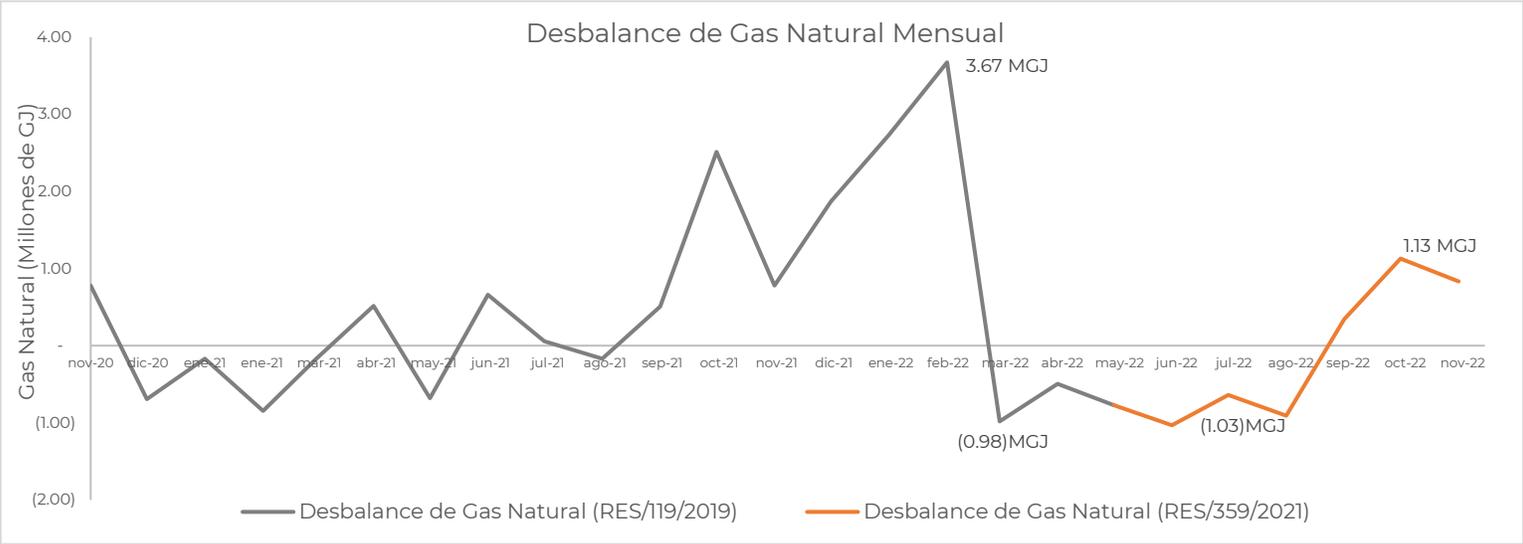
Cuando el valor del Desbalance de Gas Natural es positivo, indica que se inyectó más molécula de la que se extrajo, provocando en ciertas condiciones operativas un incremento la presión del sistema, al igual que la acumulación de gas dentro del ducto. Un valor negativo al cierre de mes, por el contrario, indica que se extrajo una mayor cantidad de gas natural del que fue inyectado, generando en ciertas

condiciones un estado de alerta crítica derivado de caídas de presión de ciertas zonas y disminución del empaque del Sistema.

Analizando la Figura 15, previo a la aplicación de la RES/359/2021 se observa que el nivel más alto de Desbalance de Gas Natural se presentó en febrero de 2022 seguido del nivel más bajo de ese periodo en marzo de 2022. Posterior al mes de mayo de 2022, el valor máximo de este tipo de desbalance se presentó en octubre de 2022 y el nivel mínimo en junio del mismo año.

Dado lo anterior, a partir de la aplicación de la nueva regulación los niveles del Desbalance de Gas Natural han mantenido una menor discrepancia entre los promedios de cada periodo comprendido (noviembre de 2020 a abril de 2022 es de 0.55 Millones de GJ y de mayo de 2022 a noviembre del mismo año es de -0.15 Millones de GJ) comparados con los niveles mínimos y máximos.

Figura 15. Desbalance de Gas Natural Mensual



Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

5.4 Desbalance de Programación

Otro de los elementos de análisis es el Desbalance de Programación, este parámetro contrasta las cantidades de gas natural que los usuarios programan o

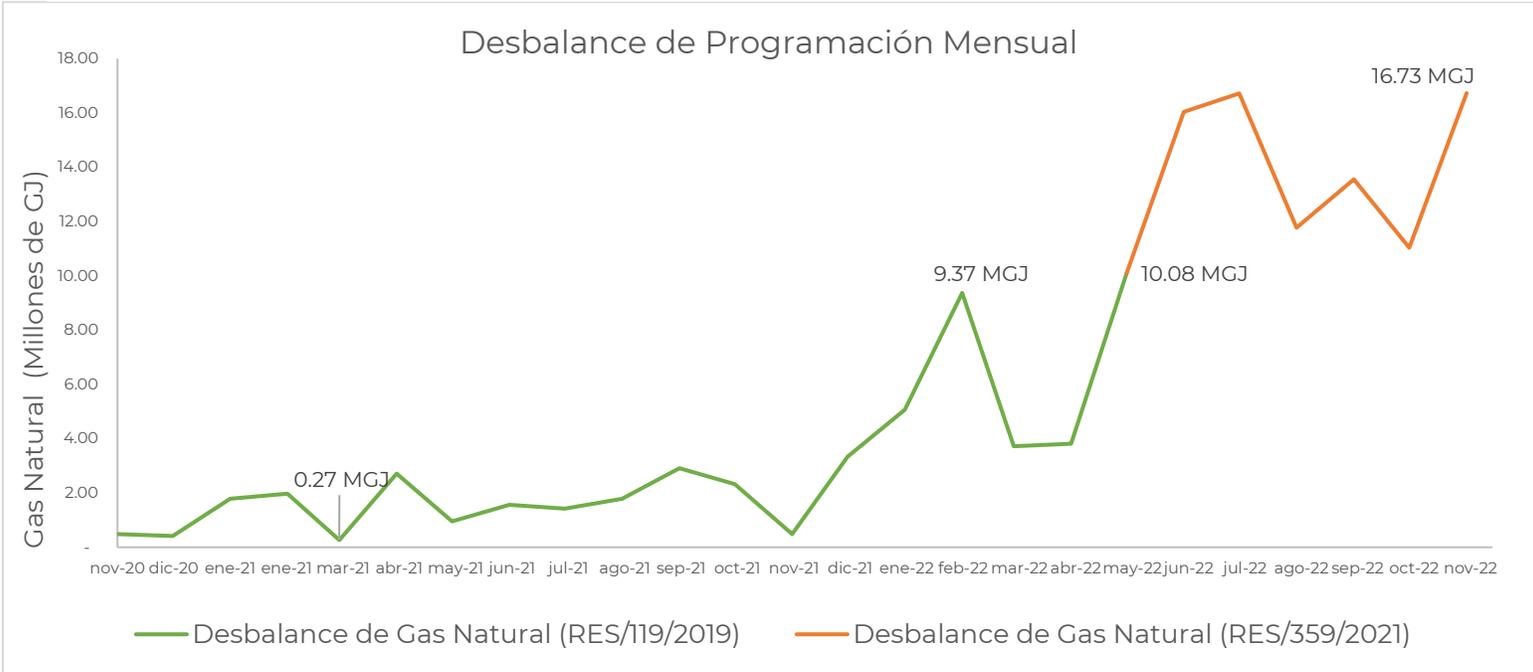
dicen que van a transportar a través de nominaciones, contra las cantidades que realmente se están transportando y que se cierran en la asignación.

Con la entrada en vigor de los Términos y Condiciones aprobados en la Resolución RES/359/2021, las Cantidades Programadas incrementaron su relevancia, ya que como se vio anteriormente los cobros asociados al transporte de gas natural consideran este parámetro.

Dado lo anterior, los usuarios del SISTRANGAS han tomado la estrategia de realizar nominaciones diarias más elevadas a las cantidades que efectivamente se van a transportar con la finalidad de reducir los costos asociados a Cantidades Adicionales No Autorizadas, lo anterior toda vez que las CANA consideran dos veces la tarifa de transporte.

Sin embargo, y derivado de esta estrategia, los niveles de Desbalance de Programación también han tenido una tendencia a incrementarse llegando a su máximo en noviembre de 2023, tal y como se muestra en la Figura 16.

Figura 16. Desbalance de Programación Mensual



Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

Adicionalmente, en la Figura 16 se observa que previo a la aplicación de los nuevos Términos y Condiciones los niveles de Desbalance de Programación se encontraban relativamente bajos en comparación con los meses posteriores, es decir, considerando el periodo de noviembre de 2020 a abril de 2022, el promedio mensual era de 2.47 Millones de GJ, mientras que de mayo de 2022 a noviembre del mismo año tenemos un promedio de 13.70 Millones de GJ, lo que representa un incremento de más de 4.5 veces el Desbalance de Programación.

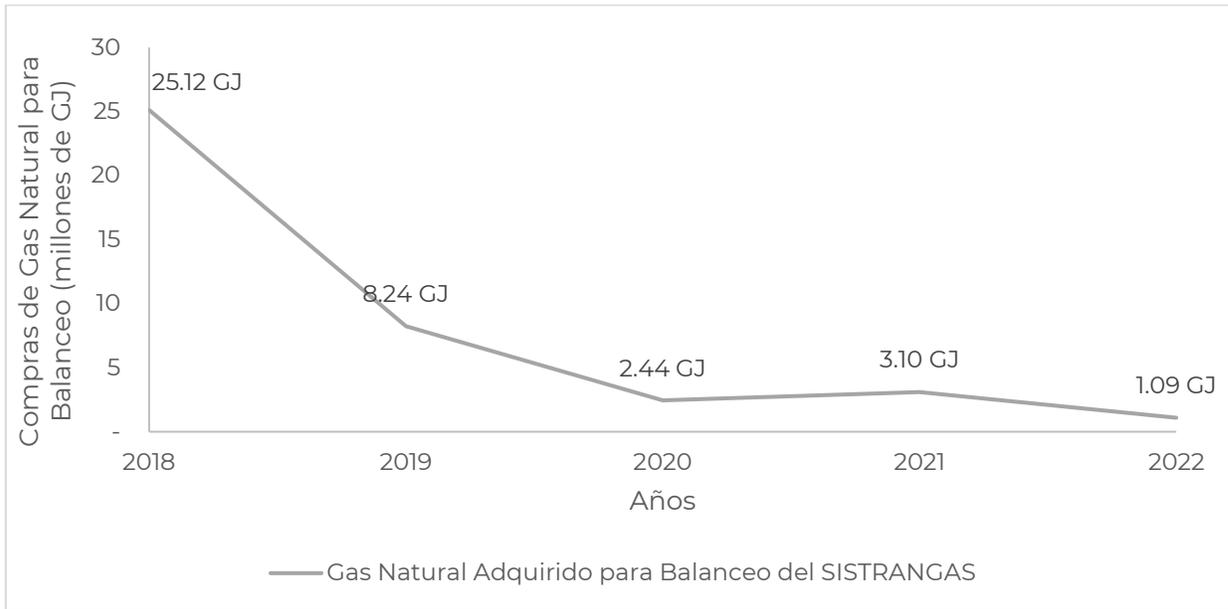
5.5 Acciones de Intervención

Uno de los principales parámetros para la evaluación de la mejora operativa del SISTRANGAS son las Acciones de Intervención, toda vez que son ocasionadas por la inadecuada planeación de los consumos del Sistema o escasamente derivados de condiciones meteorológicas, lo que repercute en costos económicos para el CENAGAS y los usuarios.

En la Figura 17 se encuentran reportados los volúmenes de gas natural adquiridos por el CENAGAS de 2018 a 2022, derivado de Acciones de Intervención realizadas, con la finalidad de analizar las variaciones a lo largo del tiempo.

Al respecto, se observa que en todo el periodo se han realizado intervenciones de gas natural, sin embargo, existe una reducción de más de 10 veces en los volúmenes adquiridos de 2018 a 2020, posterior a eso en 2021 se presenta un ligero incremento de 1.27 veces la cantidad de gas adquirida en el año anterior, cerrando con una baja en 2022 donde se inyecta cerca de 0.35 veces lo correspondiente a 2021, esto indica una mejora operativa del Sistema y una reducción de la dependencia de gas natural de intervención.

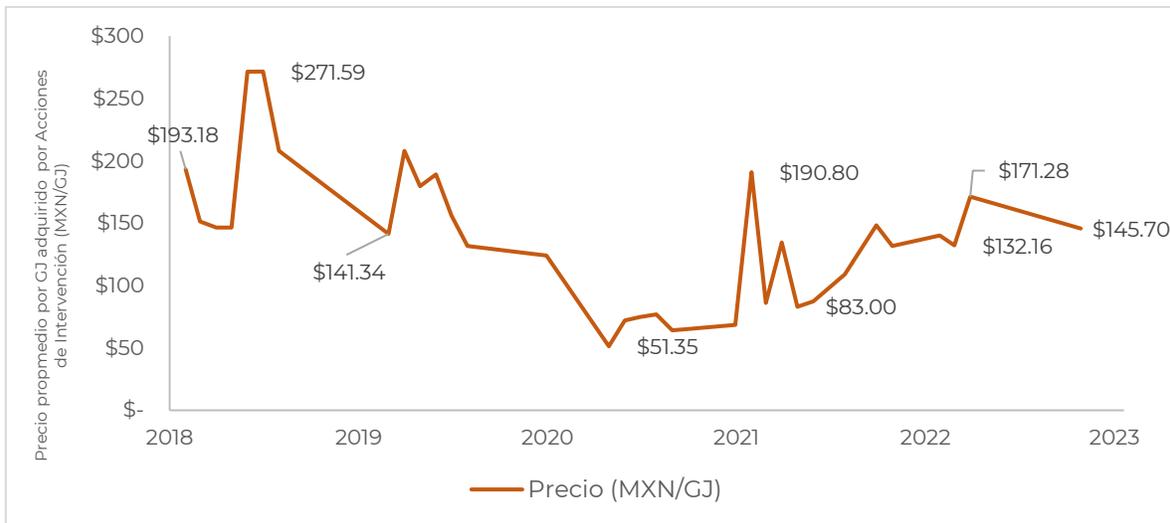
Figura 17. Volumen de Gas Natural Adquirido para Balanceo del SISTRANGAS



Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

En la figura 18, se grafican los precios promedio pagados por GJ de gas natural adquiridos por el CENAGAS para balanceo del Sistema de 2018 a 2022.

Figura 18. Precio promedio por GJ de Gas Natural por Acciones de Intervención

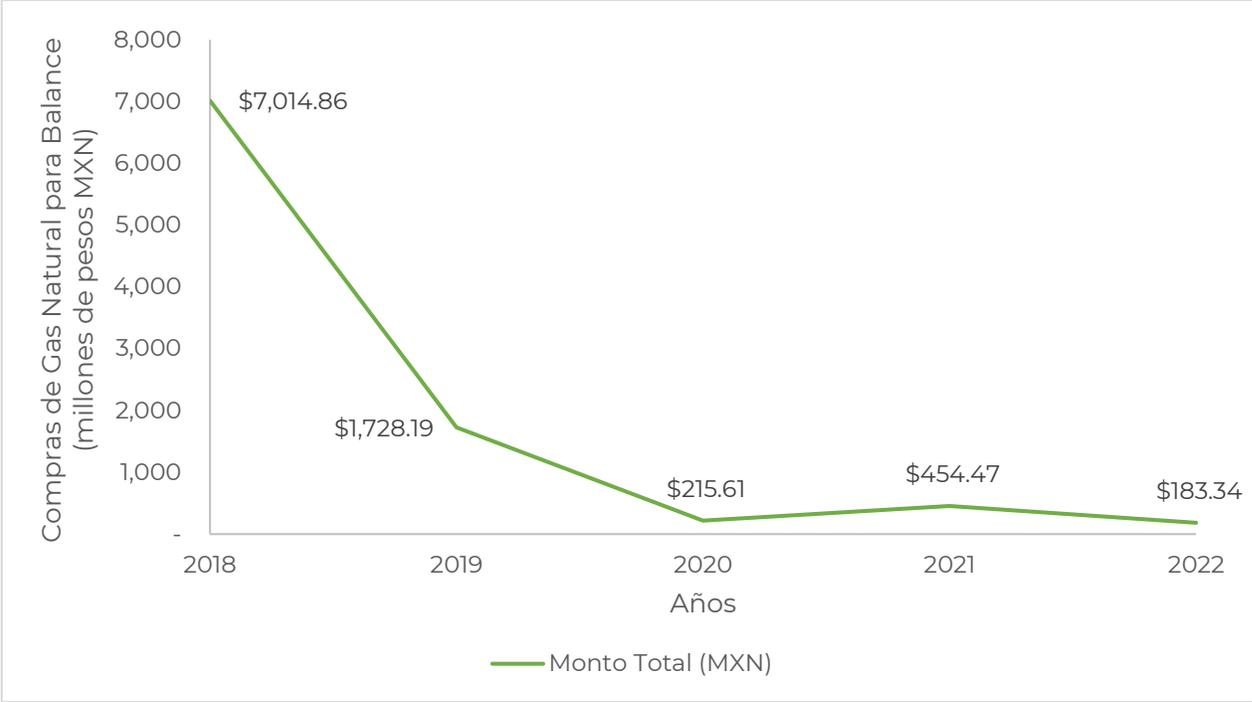


Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

Por su parte, en la Figura 19, se grafican los dineros en pesos pagados por el CENAGAS y los usuarios, derivado de las compras de gas natural para balanceo del Sistema.

Se observa, la misma tendencia de la figura anterior donde existe una reducción en los montos facturados de 2018 a 2020, sin embargo, la reducción es más notable siendo 32 veces el monto pagado en 2018 con respecto a 2020. Seguido de un incremento en 2021 que resulta acorde al incremento de los volúmenes de gas adquiridos y cerrando con una importante reducción en 2022, donde se realizaron compras de \$183.4 millones de pesos lo que es equivalente a 0.4 veces lo correspondiente a 2021, donde se facturaron compras de gas natural para balanceo de \$454.47 millones de pesos.

Figura 19. Precio promedio por GJ de Gas Natural por Acciones de Intervención



Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

Al igual que los parámetros analizados anteriormente, las Acciones de Intervención también han presentado cambios desde la entrada en vigor de los Términos y Condiciones, en la Figura 20 se muestra el Gas Natural Adquirido para balanceo durante los periodos aplicables a cada Resolución.

Figura 20. Gas Natural Adquirido para Balanceo del SISTRANGAS

RES/1036/2016

Año	Gas Natural Adquirido para Balanceo del SISTRANGAS (GJ)	Monto Total (MXN)
2018	25,121,588.00	\$ 7,014,861,409.54
Total	25,121,588.00	\$ 7,014,861,409.54

RES/119/2019

Año	Gas Natural Adquirido para Balanceo del SISTRANGAS (GJ)	Monto Total (MXN)
2019	8,236,339.00	\$ 1,728,192,776.74
2020	2,437,789.00	\$ 215,609,398.27
2021	3,095,081.00	\$ 454,472,447.03
2022 [ene-abr]	1,037,390.00	\$ 174,529,107.64
Total	14,806,599.00	\$ 2,572,803,729.69

RES/359/2021

Año	Gas Natural Adquirido para Balanceo del SISTRANGAS (GJ)	Monto Total (MXN)
2022 [may-dic]	52,103.00	\$ 8,806,032.24
Total	52,103.00	\$ 8,806,032.24

Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

En 2018, se realizaron las Acciones de Intervención más altas que se pueden observar, inyectando aproximadamente 25 millones de GJ, lo que corresponde a más de \$7,000 millones de pesos. Cabe destacar que la RES/1036/2016, aplicable en ese momento, no se encontraba estrictamente apegada a la operación del Gestor Técnico de CENAGAS toda vez que dicha resolución aprobaba los Términos y

Condiciones del Sistema Nacional de Gasoductos y no de un sistema integrado como lo es el SISTRANGAS.

Durante el periodo comprendido de enero de 2019 a abril de 2022 donde la Resolución RES/119/2019 se encontraba en aplicación se visualiza una notable reducción en las cantidades de Gas Natural Adquirido para Balanceo del SISTRANGAS, la totalidad de las Acciones de Intervención realizadas durante los tres años cuatro meses en que estuvo en vigencia suman aproximadamente 14 millones de GJ adquiridos y poco más de \$2,500 millones de pesos, lo que representa una proporción del 58 % del volumen y 36 % del monto pagado respecto de lo reportado solo en 2018.

Por último y con un periodo de solo ocho meses de operación, iniciando en mayo de 2022 y hasta diciembre del mismo año, la cantidad de Gas Natural para Balanceo comprada por el CENAGAS fue de 52,103 GJ lo que equivale a cerca de \$8.81 millones de pesos.

Toda vez que la Resolución RES/359/2021 lleva tan solo unos meses de aplicación, es posible comparar las Acciones de Intervención de 2022. Las adquisiciones de Gas Natural para Balanceo realizadas de mayo a diciembre, es decir, a partir de la aplicabilidad de los Términos y Condiciones correspondientes a la RES/359/2021, fueron tan solo del 5% del volumen y monto total pagado con respecto a los primeros cuatro meses del año, lo que representa una importante reducción en los costos asociados a este parámetro.

5.6 Parámetros de Balance Operativos

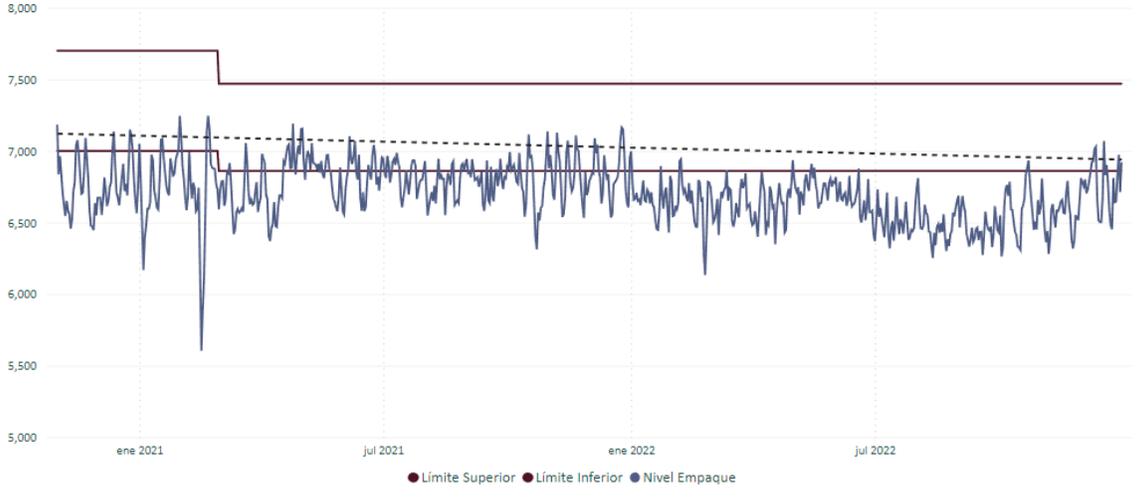
Dentro de los Parámetros de Balance Operativos, el Nivel de Empaque del SISTRANGAS es de vital importancia para la toma oportuna de decisiones donde se ve involucrado el arranque o paro de estaciones de compresión, así como el

aumentar y disminuir el suministro de gas natural cuando se encuentre fuera de los límites establecidos.

En la Figura 21 se muestra el nivel de Empaque Histórico reportado por el CENAGAS, en él se integran los volúmenes de gas contenidos en los siete sistemas que integran el SISTRANGAS.

Dentro de los datos se visualizan dos líneas rectas las cuales representan las Bandas Operativas de Empaque (Figura 22). Estas se interpretan como los límites máximos y mínimos de Empaque que tiene el Sistema.

Figura 21. Empaque Histórico (MMpc)



Fuente: Boletín Electrónico del SISTRANGAS

Figura 22. Bandas Operativas de Empaque

Nivel de Empaque (MMpc)	Anterior	Vigente
Alto-Alto	7,700	7,470
Alto	7,500	7,286
Bajo	7,000	6,860
Bajo-Bajo	6,850	6,658

Fuente: Elaboración propia con información del Boletín Electrónico del SISTRANGAS

Se observa que las Bandas Operativas se encuentran muy por encima del nivel de Empaque real, por lo que este parámetro se encuentra desactualizado y no representa los límites actuales del Sistema dado que si fuera de esa manera el SISTRANGAS se encontraría gran parte del tiempo en alerta crítica.

Analizando los datos reportados de diciembre de 2020 a diciembre de 2022, el nivel de empaque más bajo reportado se presentó el 16 de febrero de 2021 con 5,605 MMpc, sin embargo, esto se debió a una alerta crítica derivado del congelamiento de ductos en el estado de Texas por lo que el suministro de importación se redujo provocando este fenómeno el cual se excluye del análisis.

Expuesto lo anterior, previo a mayo de 2022 fecha en la que inicia la aplicabilidad de la Resolución RES/359/2021, el nivel más bajo se presentó el 25 de febrero de 2022 con un nivel de empaque de 6,133 MMpc mientras que el nivel más alto se presentó el 21 de febrero de 2021 con 7,246 MMpc. Promediando un nivel de empaque de diciembre de 2020 a abril de 2022 de 6,755 MMpc, lo cual dadas las condiciones vigentes para las Bandas Operativas se sitúa entre el nivel Bajo y Bajo-Bajo.

Por lo que hace al periodo de mayo a diciembre de 2022, el nivel más bajo se presenta el 13 de agosto de 2022 con un nivel de 6,252 MMpc mientras que el más alto se manifiesta con fecha de 18 de diciembre de 2022, alcanzando el nivel de 7,069 MMpc, promediando para el periodo mencionado la cantidad de 6,592 MMpc situándose por debajo de las Bandas Operativas vigentes.

Considerando las condiciones anteriores, se observa que previo a mayo de 2022 el promedio del empaque se encontraba en un nivel más alto, sin embargo, las magnitudes máximas y mínimas que presenta el Sistema también son más amplias por lo que se interpreta que una vez iniciada la aplicabilidad de los Nuevos Términos y Condiciones, el Nivel de Empaque del SISTRANGAS se mantiene en mayor control operativo sin llegar a las magnitudes máximas y mínimas del periodo anterior.

6. Conclusión

Garantizar la gestión, transporte y almacenamiento necesarios para el abasto seguro, confiable y eficiente de gas natural en el país resulta una tarea titánica que involucra la correcta alineación de diferentes factores junto con la búsqueda constante de mejora en procesos operativos y comerciales.

Para entidades que se encuentran reguladas, como el caso de CENAGAS, la modificación de procesos, procedimientos y estrategias debe ser revisada y aprobada por el Órgano Regulador correspondiente, lo que conlleva a modificaciones de carácter regulatorio amparadas bajo resoluciones publicadas en el Diario Oficial de la Federación.

La Resolución RES/359/2021, por la que se aprobaron los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios de Transporte por ducto de Gas Natural, fue publicada con la intención de mejorar sustancialmente la operación del CENAGAS, toda vez que dichos términos generales fueron creados en apego a las relaciones comerciales y operativas del Gestor Técnico del CENAGAS y los usuarios.

Dado lo anterior, el objetivo del presente trabajo fue analizar los cambios derivados de la aplicación de los Términos y Condiciones y determinar si existe una mejora operativa en el SISTRANGAS a partir de las modificaciones regulatorias, lo anterior analizando los principales cambios regulatorios e información publicada por el CENAGAS a través del Boletín electrónico.

Entre los cambios regulatorios más evidentes se identifican los siguientes:

- El orden de prelación en las rutas de transporte, donde se reconfigura la jerarquía de las rutas nominadas. En este rubro, se incrementa la relevancia de las nominaciones en los contratos STBI contra las cantidades adicionales autorizadas de los contratos STBF con la finalidad de optimizar el uso de la capacidad. Asimismo, se reconocen las transacciones operativas Makeup y

Payback, procurando que los usuarios compensen los desbalances realizados durante el mes de flujo.

- La creación de nuevos cargos aplicables y su metodología de cálculo. Este cambio regulatorio se presenta con la implementación de las CAA, CANA y CP donde metodológicamente se involucra la operación de los usuarios con la cantidad programada a utilizar, la cantidad de gas contratada para transportar y finalmente la cantidad medida por día de flujo.
- La modificación de las Reglas de Balance Operativo donde se actualiza el cálculo y determinación de los desbalances de molécula y de programación y las penalizaciones asociadas.

Por su parte, considerando las Inyecciones y Extracciones de Gas Natural al Sistema estas no se vieron impactadas por los cambios regulatorios, lo que indica que los usuarios no incrementaron o disminuyeron sus consumos de gas natural tras la publicación de los Términos y Condiciones; sin embargo, el Sistema podría incrementar claramente sus operaciones toda vez que las inyecciones y extracciones se encuentran ampliamente por debajo de la Capacidad Máxima Diaria Contratada por los usuarios del CENAGAS.

En cuanto al Desbalance de Molécula, este parámetro ha presentado una mejora respecto de los valores máximos y mínimos, en comparación con el promedio de cada periodo, donde se obtiene previo a la aplicación de la RES/359/2021 de 0.55 millones de GJ comparados con -0.19 millones de GJ posteriores a su aplicación. Este valor, aunque está por debajo del cero, es una magnitud más pequeña respecto del periodo anterior, lo que indica una mejora.

Uno de los parámetros que presenta un comportamiento desfavorable es el Desbalance de Programación ya que previo a la aplicación de los Términos y Condiciones se encontraba en promedio 2.47 millones de GJ por mes mientras que posteriormente, se incrementó a un promedio mensual de 13.7 millones de GJ. Lo anterior es atribuible a las estrategias comerciales de los usuarios donde prefieren incrementar las Cantidades Programadas de Gas Natural con respecto de la Capacidad Diaria Contratada, pero manteniendo sus consumos habituales. Con lo

anterior, se logran reducir los cobros por Cantidades Adicionales No Autorizadas, reduciendo los montos a pagar toda vez que se considera una mayor carga tarifaria, esto aunado a la momentánea interrupción de los cobros por Desbalance de Programación y otras penalizaciones derivado de las condiciones del país, provocan el incremento de dicho rubro.

En cuanto al Empaque, este parámetro disminuye su nivel dado que previo a mayo de 2022 se mantenía en un promedio de 6,755 MMpc y posteriormente se colocó en un promedio de 6,592 MMpc. Lo anterior, aunque el valor del periodo de mayo a diciembre de 2022 se reduce, no se han alcanzado los máximos y mínimos del periodo previo analizado indicando una mayor constancia en los datos y en la operación.

El parámetro fundamental del análisis realizado recae en las Acciones de Intervención donde claramente se ve una mejora operativa y comercial a raíz de la implementación de los Términos y Condiciones, si bien desde 2018 se presenta una tendencia decreciente en este ámbito, es a partir de mayo de 2022 cuando se reduce sustancialmente el Gas Natural Adquirido para Balanceo del SISTRANGAS.

Para ilustrar más claramente, de enero a abril de 2022 las Acciones de Intervención sumaron un volumen de 1.037 millones de GJ y cerca de \$174.53 millones de pesos gastados; sin embargo, una vez aplicados los Términos y Condiciones de mayo a diciembre del mismo año las Acciones de Intervención sumaron un volumen de 52.103 mil GJ y cerca de \$8.81 millones de pesos lo que representa tan solo el 5 % de lo adquirido en los primeros cuatro meses del 2022.

Tal y como hemos podido comprobar, los Términos y Condiciones aprobados por la Resolución RES/359/2021 presentan modificaciones metodológicas en diferentes procesos comerciales asociados al transporte de gas natural, involucrando parámetros fundamentales del pre y post flujo del ciclo comercial.

Derivado de estas modificaciones se tiene un impacto positivo en el ámbito operativo de SISTRANGAS, toda vez que las modificaciones regulatorias se encuentran asociadas directamente a los procesos de asignación y facturación del

servicio de transporte, ocasionando que los usuarios, al no querer incrementar los costos asociados se apeguen a la normatividad aplicable y modifiquen sus patrones de consumo, provocando la optimización de la gestión de la capacidad del ducto.

Asimismo, y pese al corto tiempo que ha transcurrido desde el inicio de la aplicación de la nueva regulación, ya existen aspectos que mejorar, entre los que se destacan los incrementos asociados al Desbalance de Programación, el cual como se mencionó anteriormente se ha derivado de las estrategias comerciales adoptadas por los usuarios.

Finalmente, teniendo en cuenta el análisis expuesto podemos concluir que, considerando el periodo de estudio comprendido de mayo a diciembre de 2022, el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural ha presentado mejoras operativas y comerciales derivadas de la aplicación de la Resolución RES/359/2021 por la que se aprobaron los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural del SISTRANGAS.

7. Referencias Bibliográficas

1. V. Rodríguez, J. Estrada y V. H. Ventura, El gas natural en México: impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional (LC/MEX/TS.2022/12), Ciudad de México, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2022.
2. Vargas, A. L. (2013). Dilema del suministro de gas natural en México. Estudios y Perspectivas, ISSN: 1680-8800.
3. Secretaria de Energía (SENER). (2018). *Prospectiva de Gas Natural 2018-2032*. http://base.energia.gob.mx/Prospectivas18-32/PGN_18_32_F.pdf
4. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2017). *El Sector del Gas Natural: Algunas Propuestas para el Desarrollo de la Industria Nacional*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/391881/Documento_Tecnico_GasNatural_CNH2018__1_.pdf
5. Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS). (2021). *Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios: Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2021*. https://boletingestor.cenagas.gob.mx/gestioncomercial/tcps/TCPS_2021.pdf
6. Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS). (2019). *Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios: Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2019*. <https://boletingestor.cenagas.gob.mx/gestioncomercial/tcps/TCPS.pdf>

7. Centro Nacional de Control del Gas Natural. (2016, septiembre). *Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios de Transporte de Gas Natural*. Sistema Nacional de Gasoductos. <https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/gestioncomercial/tcps/TCPS%202016.pdf>
8. Aguilar, E., & Aguilar, E. (2019). 'Ductos virtuales', ¿la apuesta fallida de Cenagas? EL CEO. <https://elceo.com/negocios/ductos-virtuales-la-futura-apuesta-fallida-de-cenagas/>
9. International - U.S. Energy Information Administration (EIA). (s. f.). <https://www.eia.gov/international/data/world>
10. Gas - Fuels & Technologies - IEA. (s. f.). IEA. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/gas>
11. Carlos López Jimeno [Director General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid] (director). (s. f.). El Gas Natural, El recorrido de la energía (1era). Para la Comunidad de Madrid. <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2019/05/recorrido-de-la-energia-gas-natural.pdf>
12. Sociedad Nacional de Minería, Petrolero y Energía. (2015). Sistemas de Transporte de Gas Natural. Recuperado 3 de febrero de 2023, de <https://www.cursosyeventosnmpe.org.pe/uploads/documentos/56e01c75727bd.pdf>
13. World natural gas demand by region, 1973-2018 – Charts – Data & Statistics - IEA. (s. f.). IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-natural-gas-demand-by-region-1973-2020>
14. Comisión Reguladora de Energía (CRE). (2016, 28 septiembre). *Resolución RES/1036/2016 : Resolución de la Comisión Reguladora de Energía que*

autoriza la modificación del permiso de Transporte de Gas Natural G/061/TRA/99 del Sistema Nacional de Gasoductos, otorgado al Centro Nacional de Control del Gas Natural en lo relativo a los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio. <https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/gestioncomercial/tcps/RES10362016%20TCPS.pdf>

15. Comisión Reguladora de Energía (CRE). (2019, 30 enero). *Resolución RES/119/2019 : Resolución de la Comisión Reguladora de Energía que aprueba al Centro Nacional de Control del Gas Natural, titular del permiso de gestor independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural G/213177GES/2018, los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio.* <https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/gestioncomercial/tcps/RES1192019%20TCPS%20Vigentes.pdf>
16. Comisión Reguladora de Energía (CRE). (2021, 22 octubre). *Resolución RES/359/2021: Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se aprueba al Centro Nacional de Control del Gas Natural, titular del permiso de gestión independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural número G/21317/GES/2018, los Términos y Condiciones para la Prestación de los Servicios, en cumplimiento a la ejecutoria dictada en el Juicio de Amparo indirecto número 216/2019, del índice del Juzgado Segundo de Distrito en materia administrativa especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones con residencia en la Ciudad de México y Jurisdicción en toda la República.* https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/gestioncomercial/tcps/RES_359_2021.pdf
17. CENAGAS. (s. f.). *Desbalance de Gas Natural.* Boletín electrónico SISTRANGAS. Recuperado 5 de marzo de 2023, de <https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/gestiontecnica/desbalance.html>.

18. CENAGAS. (s. f.). *Acciones de Intervención*. Boletín electrónico SISTRANGAS. Recuperado 5 de marzo de 2023, de <https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/gestioncomercial/accionesInter.html>
19. CENAGAS. (s. f.). *Parámetros de Balance Operativos*. Boletín electrónico SISTRANGAS. Recuperado 5 de marzo de 2023, de <https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/reportes/parametrosOperativos.html>
20. CENAGAS. (s. f.). *Inyecciones y Extracciones Históricas*. Boletín electrónico SISTRANGAS. Recuperado 5 de marzo de 2023, de https://boletin-gestor.cenagas.gob.mx/reportes/lyEH/Iny_Extra_SISTRANGAS.xlsx
21. Centro Nacional De Control Del Gas Natural, C. N. (s. f.). *CENAGAS y SISTRANGAS* de <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cenagas-y-sistrangas-83500#:~:text=El%20SISTRANGAS%20se%20compone%20por,perif%C3%A9ricos%2C%20lo%20que%20otorga%20diversos>
22. *Compressed Natural Gas Transport System*. (2022, 12 septiembre). European Commission. Recuperado 17 de mayo de 2023, de <https://cordis.europa.eu/article/id/442072-breakthrough-vessel-design-makes-transport-and-storage-of-compressed-natural-gas-more-viable/es>

8. Abreviaturas

ASEA: Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente

CAA: Cantidades Adicionales Autorizadas

CANA: Cantidades Adicionales No Autorizadas

CENAGAS: Centro Nacional de Control de Gas Natural

CMD: Cantidad Máxima Diaria (GJ/d)

CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos

CP. Cantidad Programada

CRE: Comisión Nacional de Hidrocarburos

GNL: Gas Natural Licuado

IEA: International Energy Agency

SENER: Secretaría de Energía

SISTRANGAS: Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural

SNG: Sistema Nacional de Gasoductos

SNH: Sistema Naco Hermosillo

STBF: Servicio de Transporte en Base Firme

STBI: Sistema de Transporte en Base Interrumpible

GJ: Gigajoules

GJ/d: Gigajoules por día

MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios

MMpc: Millones de pies cúbicos