



ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EMITE OPINIÓN TÉCNICA RESPECTO DE LA PRIMERA REVISIÓN ANUAL DEL PLAN QUINQUENAL DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO NACIONAL INTEGRADO DE GAS NATURAL PARA EL PERÍODO 2015 – 2019

R E S U L T A N D O

Primero. Que el 28 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural (el Decreto).

Segundo. Que el 23 de septiembre de 2014, la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (Sener), a través del oficio 500.374/2014 dirigido a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), del cual la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) recibió copia de conocimiento, informó que el gasoducto San Isidro-Samalayuca cuenta con los elementos que pudieran permitir a la Sener determinarlo como estratégico.

Tercero. Que mediante la resolución RES/481/2014, del 17 de octubre de 2014, la Comisión otorgó al Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagás) el Permiso provisional de gestión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangás) P/006/GES/2014.

Cuarto. Que mediante el acuerdo A/097/2014, del 10 de diciembre de 2014, la Comisión emitió opinión técnica respecto de los siguientes proyectos estratégicos en materia de gas natural: Colombia-Escobedo, Jáltipan-Salina Cruz, Sur de Texas-Tuxpan, Tuxpan-Tula, Tula-Villa de Reyes, Samalayuca-Sásabe, Los Ramones-Cempoala, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara y La Laguna-Centro, incluidos en el Programa Nacional de Infraestructura 2014 – 2018.

Quinto. Que mediante el oficio 500.627/2014, del 16 de diciembre de 2014, la Sener:



- I. Declaró estratégicos los proyectos Colombia-Escobedo, Jáltipan-Salina Cruz, Sur de Texas-Tuxpan, Tuxpan-Tula, Tula-Villa de Reyes, Samalayuca-Sásabe, Los Ramones-Cempoala, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara y La Laguna-Centro;
- II. Instruyó a la CFE a llevar a cabo las licitaciones de los proyectos Colombia-Escobedo, Tuxpan-Tula y Samalayuca-Sásabe, e
- III. Instruyó a Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) a llevar a cabo la licitación del proyecto Jáltipan-Salina Cruz.

Sexto. Que mediante el oficio 500.023/2015, del 28 de enero de 2015, la Sener instruyó a la CFE a llevar a cabo la licitación de los proyectos Tula-Villa de Reyes, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara y La Laguna-Aguascalientes (también conocido como La Laguna-Centro).

Séptimo. Que mediante la resolución RES/131/2015, del 20 de febrero de 2015, la Comisión amplió la vigencia del permiso provisional P/006/GES/2014 otorgado al Cenagás como gestor del Sistrangás.

Octavo. Que a través del oficio 500.127/2015, del 11 de marzo de 2015, la Sener, a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos, determinó que Petróleos Mexicanos (Pemex) debía llevar a cabo la licitación del gasoducto Los Ramones-Cempoala durante el 2015.

Noveno. Que mediante el acuerdo A/017/2015, del 30 de abril de 2015, la Comisión emitió opinión técnica respecto del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural para el período 2015-2019, y estableció que el proyecto Sur de Texas-Tuxpan podría desarrollarse bajo cuenta y riesgo del interesado, de conformidad con el artículo 69, párrafo sexto de la Ley de Hidrocarburos (LH).

Décimo. Que mediante el oficio 500.-333/2015, del 18 de junio de 2015, la Sener instruyó a Pemex a dar inicio al proceso de licitación del proyecto de infraestructura de la estación de compresión denominada El Cabrito (EC El Cabrito).

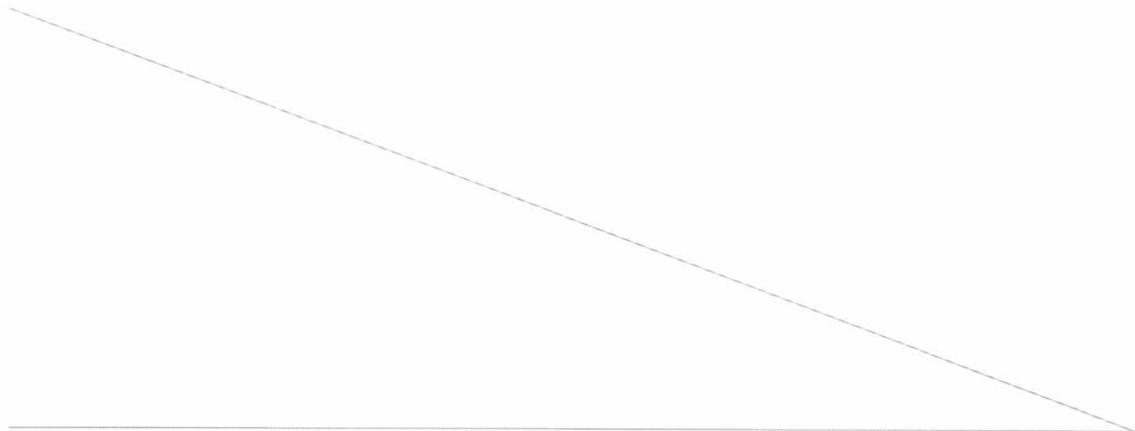


Undécimo. Que mediante el oficio 500.-305/2015, del 18 de junio de 2015, la Sener:

- I. Instruyó a la CFE a llevar a cabo la licitación del proyecto Sur de Texas-Tuxpan;
- II. Dejó sin efectos la instrucción a CFE de licitar el desarrollo del gasoducto Colombia-Escobedo, y
- III. Dejó sin efectos la instrucción a Pemex de licitar la construcción del gasoducto Ramones-Cempoala.

Duodécimo. Que mediante el oficio 500.-457/2015, del 6 de agosto de 2015 dirigido a la CFE, la Sener señaló que no tiene inconveniente en el diseño final del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, el cual estará conformado por dos fases: la primera, compuesta por el tramo localizado en el Estado de Texas, de los Estados Unidos de América, que va del condado de Nueces hasta la frontera marina con México, y la segunda, que va de dicha frontera a Tuxpan, Veracruz. Asimismo, la Sener hizo del conocimiento de la CFE que, por sus características como ducto de internación, la primera fase debe brindar el acceso abierto requerido para el desarrollo eficiente del mercado del gas natural.

Decimotercero. Que mediante el acuerdo A/047/2015, del 7 de octubre de 2015, la Comisión emitió la opinión técnica sobre el Proyecto de solicitud de propuestas para la construcción y la prestación del servicio de un sistema de transporte de gas natural por ducto, del condado de Nueces, Texas, en los Estados Unidos de América, a la frontera Marina con México, propuesto por la CFE, y que suministrará gas natural al Proyecto Sur de Texas-Tuxpan.





Decimocuarto. Que mediante el oficio 500.-579/2015, del 8 de octubre de 2015, la Sener hizo del conocimiento de la Comisión el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, que aprobó para el período 2015 – 2019 (el Plan Quinquenal aprobado), el cual contiene lo siguiente:

No.	Proyecto	Estados beneficiados	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (MMd)	Fecha estimada de licitación	Fecha estimada de entrada en operación
1	Tuxpan–Tula	Hidalgo, Puebla y Veracruz	263	400	2015	2017
2	La Laguna–Aguascalientes	Aguascalientes, Zacatecas y Durango	600	1000	2016	2017
3	Lázaro Cárdenas-Acapulco	Michoacán y Guerrero	331	456	2015	2018
4	Tula-Villa de Reyes	Hidalgo y San Luis Potosí	295	420	2015	2017
5	Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	Aguascalientes, Jalisco y San Luis Potosí	355	555	2015	2017
6	San Isidro-Samalayuca	Chihuahua	23	109	2015	2017
7	Samalayuca-Sásabe	Chihuahua y Sonora	650	571	2015	2017
8	Jáltipan-Salina Cruz	Oaxaca y Veracruz	247	643	2015	2017
9	Salina Cruz-Tapachula	Chiapas y Oaxaca	440	442	2016	2018
10	Sur de Texas-Tuxpan	Tamaulipas y Veracruz	800	3100	2015	2018
11	Colombia-Escobedo	Nuevo León	300	N/A	2016	2018
12	Los Ramones-Cempoala	Nuevo León, Tamaulipas y Veracruz	855	1980	2017	2019
13	Estación de compresión El Cabrito	Chihuahua y Nuevo León	N/A	60	2015	2016

Decimoquinto. Que el Plan Quinquenal aprobado establece, en su numeral 2.6, las consideraciones posteriores a la opinión técnica de la Comisión, señalando que no obstante que la Sener dejó sin efectos la instrucción dictada a CFE de llevar a cabo la licitación del gasoducto Colombia-Escobedo, éste se mantiene dentro del Plan Quinquenal por razones de orden legal y técnico. Por un lado, la declaración de su carácter estratégico prevalece y, por otro lado, existe la necesidad de reforzar la capacidad de internación de gas de importación para lograr el balance nacional.



Decimosexto. Que en el referido numeral 2.6, del Plan Quinquenal aprobado, se menciona que “la SENER autorizó a la CFE la licitación del gasoducto submarino Sur de Texas-Tuxpan y dejar sin efecto la instrucción dictada para que Pemex licitase el gasoducto Ramones-Cempoala. Al respecto, la Sener determinó que estas acciones permitirán optimizar el diseño del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, al desplazar la demanda actual de CFE en el gasoducto de 48 pulgadas, perteneciente a la zona Golfo del SNG y parte de la demanda estimada que sustentaba al proyecto del gasoducto Ramones-Cempoala, lo que redundará en ahorros significativos estimados en 7 mil millones de dólares”.

Decimoséptimo. Que mediante la resolución RES/791/2015, del 18 de noviembre de 2015, la Comisión amplió por segunda ocasión la vigencia del permiso provisional P/006/GES/2014, otorgado al Cenagás como gestor del Sistrangás.

Decimooctavo. Que el 4 de noviembre de 2015, Midstream de México, S. de R. L. de C. V., (Midstream), publicó la convocatoria de la temporada abierta para el gasoducto que tiene la misma trayectoria de Colombia-Escobedo, a fin de identificar los requerimientos de prestación del servicio de transporte de gas natural.

Decimonoveno. Que el 24 de noviembre de 2015, Midstream presentó a la Comisión una solicitud de permiso de transporte de gas natural de acceso abierto, con el fin de desarrollar un sistema de transporte con un ducto de 36 pulgadas de diámetro, que se ubicará en los municipios de Anáhuac, Lampazos de Naranjo, Sabinas Hidalgo, Salinas Victoria, Ciénega de Flores, General Zuazua, Maríru, Apodaca y Pesquería, en el estado de Nuevo León, para suministrar a las centrales de generación de Monterrey y Noreste CC.

Vigésimo. Que mediante oficio 500.695/2015, del 10 de diciembre de 2015, la Sener, respondió la solicitud de Pemex Transformación Industrial, relativa a dictar las instrucciones que permitan el desarrollo de la licitación del ducto Ramones-Cempoala. Al respecto, la Sener señaló que el Plan Quinquenal aprobado considera que la licitación de dicho ducto debe llevarse a cabo en el año 2017 para entrar en operación en 2019, y que cada año la Sener, de manera conjunta con Cenagás y la Comisión realizarán la revisión al Plan Quinquenal aprobado.



Vigésimo primero. Que el 19 de enero y 6 de abril de 2016, Midstream presentó a la Comisión los resultados de la temporada abierta a que se refiere el resultando Decimoctavo anterior.

Vigésimo segundo. Que mediante oficio CENAGAS-UGTP/008/2016, recibido el 16 de marzo de 2016, el Cenagás solicitó a la Comisión la opinión técnica a la primera revisión anual del Plan Quinquenal aprobado.

Vigésimo tercero. Que a través del oficio CENAGAS-UGTP/014/2016, recibido el 6 de abril de 2016, el Cenagás, en forma complementaria a la información referida en el resultando anterior, presentó a la Comisión:

- I. El informe preliminar de la modelación hidráulica del Sistrangás;
- II. El escenario 2 de la oferta de gas natural, que considera una menor oferta nacional de gas seco en el país, que la oferta del escenario 1 presentada el 16 de marzo de 2016 por Cenagás;
- III. La solicitud para que se considere, en el análisis y evaluación, un diámetro de 30 pulgadas para el gasoducto con ruta Colombia-Escobedo que desarrollará la empresa Midstream, y
- IV. La solicitud para considerar el inicio de operaciones comerciales del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan durante 2019, con la finalidad de que la Comisión tome en cuenta esta información en la evaluación para la opinión técnica.

Vigésimo cuarto. Que mediante oficio SE/CGGN/15660/2016, del 6 de mayo de 2016, la Comisión requirió al Cenagás que presentara diversas aclaraciones sobre las diferencias entre (i) los escenarios de oferta y demanda que se utilizaron para emitir la opinión respecto del Plan Quinquenal, mediante el acuerdo A/017/2015 referido en el resultando Noveno, y (ii) la nueva información de oferta y demanda presentada por el Cenagás, mediante escritos referidos en los resultados Vigésimo segundo y Vigésimo tercero anteriores, para realizar la primer revisión al Plan Quinquenal autorizado.

Vigésimo quinto. Que mediante el OFICIO-CENAGAS-UGTP/033/2016, del 17 de mayo de 2016, el Cenagás atendió el requerimiento referido en el resultando inmediato anterior.



CONSIDERANDO

Primero. Que de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 41, fracción I y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), corresponde a la Comisión regular y promover el desarrollo eficiente del transporte de gas natural, así como 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 y la prestación de dicho servicio, entre otros.

Segundo. Que de conformidad con el último párrafo del artículo 69 de la LH, cada año la Sener, con la asistencia técnica de la Comisión, debe llevar a cabo una evaluación del Plan Quinquenal aprobado, a fin de verificar su vigencia ante la evolución del mercado de gas natural y realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del Sistrangás.

Tercero. Que para la revisión anual del Plan Quinquenal aprobado, referida en el considerando anterior, el artículo 66 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento) dispone en su párrafo tercero que, durante el primer trimestre de cada año, la Sener, la Comisión y el Cenagás se sujetarán al procedimiento establecido en dicho artículo.

Cuarto. Que mediante los escritos referidos en los resultandos Vigésimo segundo, Vigésimo tercero y Vigésimo quinto, el Cenagás, apoyado, por el Instituto Mexicano del Petróleo, presentó a la Comisión la actualización y análisis de escenarios de oferta y demanda de gas natural para el período 2016 – 2019, en el que considera la situación actual del mercado y señala que no se vislumbran nuevos proyectos de expansión en el período 2016 – 2019, y propone precisar la pertinencia de los siguientes proyectos:

- I. El balance de los escenarios de oferta y demanda de gas natural para el período de 2016 a 2019, maximizados mediante las importaciones a través de (i) ducto desde Estados Unidos, (ii) gas natural licuado (GNL), proveniente de la terminal de almacenamiento y regasificación (TAR) de Manzanillo y (iii) GNL proveniente de la TAR de Altamira.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

- II. La pertinencia del desarrollo del gasoducto Colombia-Escobedo, con fecha estimada de inicio de operación durante 2018, considerando la construcción de un nuevo ducto, derivado de la firma de un contrato de transporte de gas natural entre la CFE y la empresa Midstream.
- III. La pertinencia del desarrollo de un gasoducto con trayectoria Frontera-Ramones-Cempoala, con fecha estimada de inicio de operación durante 2019, considerando la licitación del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan.
- IV. La pertinencia del desarrollo de la EC El Cabrito, durante 2017, para reforzar la capacidad del trayecto Escobedo-Torreón del Sistema Nacional de Gasoductos.

Quinto. Que en la información presentada, mediante el escrito referido en el resultando Vigésimo segundo, el Cenagás incluyó los avances y estado actual de los proyectos contenidos dentro del Plan Quinquenal aprobado:

Proyecto	Tipo de proyecto	Inversión (MMd)	Promotor del proyecto	Avance respecto del plan quinquenal	Estado de la licitación	Fecha estimada de entrada en operación
Gasoducto Tuxpan-Tula	Proyecto estratégico	458	CFE	Licitación concluida	Adjudicado	2017
Gasoducto La Laguna-Centro	Proyecto estratégico	473	CFE	Licitación concluida	Adjudicado	2018
Gasoducto Lázaro Cárdenas Acapulco	Proyecto de cobertura social	456	Sener	Licitación en tiempo	En proceso de autorización por SHCP	2018
Gasoducto Tula-Villa de Reyes	Proyecto estratégico	420	CFE	Retraso en el proceso licitatorio	En proceso de licitación por parte de CFE	2018
Gasoducto Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	Proyecto estratégico	555	CFE	Retraso en el proceso licitatorio	En proceso de licitación por parte de CFE	2018
Gasoducto San Isidro-Samalayuca	Proyecto estratégico	109	CFE	Licitación concluida	Adjudicado	2017
Gasoducto Samalayuca-Sásabe	Proyecto estratégico	571	CFE	Licitación concluida	Adjudicado	2017
Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz	Proyecto estratégico	643	Pemex	Retraso publicación de las bases de licitación	Proyecto en proceso de planeación por Pemex	2017
Gasoducto Salina Cruz-Tapachula	Proyecto de cobertura social	442	Sener	Licitación en tiempo	En proceso de autorización por SHCP	2018
Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan	Proyecto estratégico	3100	CFE	Retraso en el proceso licitatorio	En proceso de licitación por parte de CFE	2018
Gasoducto Colombia-Escobedo	Proyecto estratégico	N/A	Sin promotor	Licitación en tiempo	Proyecto sujeto a revisión para su desarrollo	2018
Gasoducto Los Ramones-Cempoala	Proyecto estratégico	1980	Sin promotor	Licitación en tiempo	Proyecto sujeto a revisión para su desarrollo	2019
Estación de compresión "El Cabrito"	Proyecto estratégico	60	Pemex	Retraso publicación de las bases de licitación	Proyecto en proceso de planeación por Pemex	2016



Sexto. Que la información presentada mediante los escritos referidos en los resultados Vigésimo segundo y Vigésimo tercero, contiene los siguientes dos escenarios de oferta y demanda de gas natural:

- I. Escenario 1 (información referida en el resultado Vigésimo segundo). Para la modelación hidráulica se considera: (i) un escenario de oferta nacional mínima, correspondiente a un escenario inercial de producción nacional basado en el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) y el Programa Operativo Trimestral III (POT III) de Pemex, y en información pública disponible sobre los bloques asignados en la ronda 1 y reservas 2P, asociadas a los bloques de las rondas 2 y 3 y (ii) un escenario moderado de demanda máxima, basado en un supuesto de crecimiento económico del 2.9% para las estimaciones de demanda de los sectores petrolero, industrial, residencial, de servicios y autotransporte, y en un modelo de despacho eléctrico que toma en cuenta el costo marginal de la generación, para la estimación de la demanda eléctrica.
- II. Escenario 2 (información referida en el resultado Vigésimo tercero). Para la modelación hidráulica se considera (i) un escenario más conservador de oferta de gas natural respecto al escenario 1, con el propósito de capturar la tendencia de la extracción y producción de gas seco en el país, el cual incorpora ajustes a la baja en la estimación de extracción y producción de gas seco para las rondas de licitaciones 0, 1, 2 y 3, y (ii) el mismo escenario de demanda máxima considerado en el escenario 1.

Año	Oferta Nacional / Demanda Nacional	Escenario 1	Escenario 2
2016	Oferta	2 908	2 599
	Demanda	6 033	6 033
2017	Oferta	2 944	2 456
	Demanda	6 490	6 490
2018	Oferta	3 001	2 450
	Demanda	6 849	6 849
2019	Oferta	3 171	2 463
	Demanda	7 310	7 310

Unidades en Millones de pies cúbicos por día (MMPCD)



Séptimo. Que adicionalmente, en la información presentada mediante los escritos referidos en los resultandos Vigésimo segundo y Vigésimo tercero, el Cenagás solicitó a la Comisión considerar en los escenarios 1 y 2 los siguientes elementos:

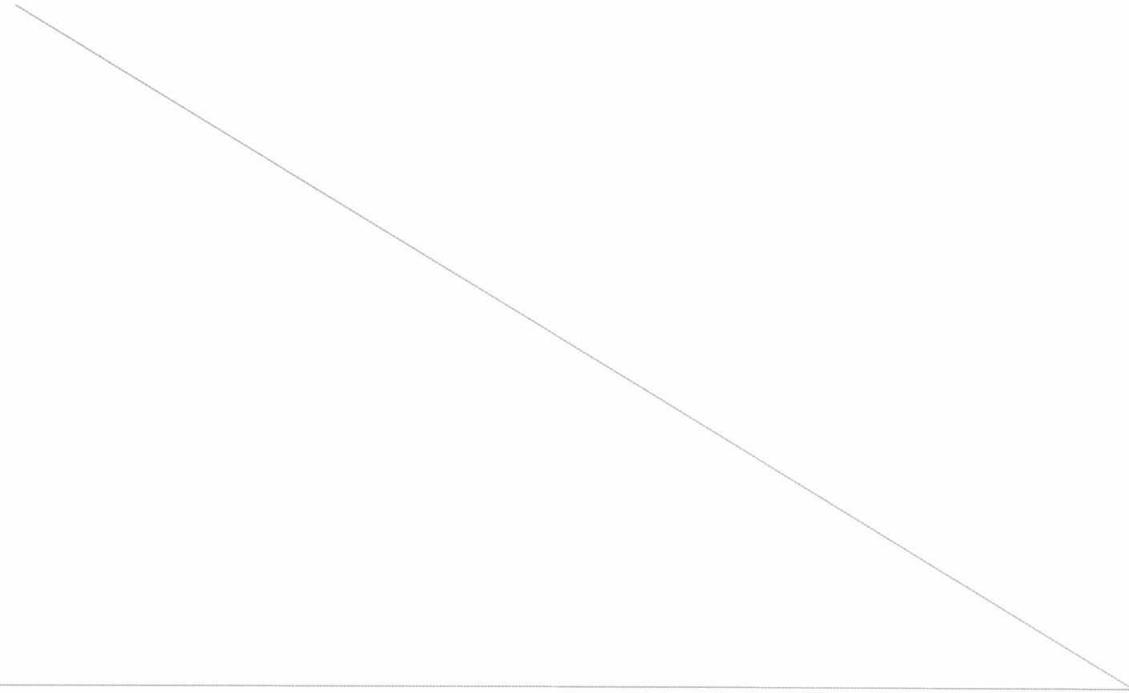
- I. La interconexión física entre los proyectos que forman el Plan Quinquenal aprobado, con los ductos del Sistrangás.
- II. El balance hidráulico en el Sistrangás mediante la maximización de importaciones por ducto desde el Sur de Texas-Tuxpan.
- III. La fecha estimada de inicio de operaciones de los proyectos referidos en el considerando Quinto anterior.
- IV. El uso de la siguiente infraestructura, actualmente en operación, pero que no forma parte del Sistrangás:
 - A. Gasoducto Naranjos-Tamazunchale-El Sauz;
 - B. Gasoducto Manzanillo-Guadalajara;
 - C. Estación de Compresión Soto La Marina, y
 - D. Estación de Compresión Altamira
- V. El inicio de operaciones de la siguiente infraestructura, aunque no se encuentren integrados en el Sistrangás:
 - A. Gasoducto Ojinaga-El Encino en marzo de 2017, y
 - B. Gasoducto El Encino-La Laguna en marzo de 2017.
- VI. El inicio de operaciones del Gasoducto Los Ramones Fase II en el segundo semestre de 2016.
- VII. La modelación de dos sistemas de transporte de gas natural con la trayectoria Colombia-Escobedo, a fin de determinar si la infraestructura que desarrolle la empresa Midstream será suficiente para satisfacer la demanda de gas natural en el nodo de Escobedo, y
- VIII. El inicio de operaciones del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan para el escenario 1 en 2018, y para el escenario 2 durante el 2019.

Octavo. Que mediante la información a la que hacen referencia los resultandos Vigésimo segundo, Vigésimo tercero y Vigésimo quinto, Cenagás manifiesta lo siguiente:

- I. Que una oferta menor o igual al escenario mínimo, relacionado con la producción estimada de la ronda 0 y la ronda 1, tiene una probabilidad de ocurrencia estimada menor al 6%, para cada año;



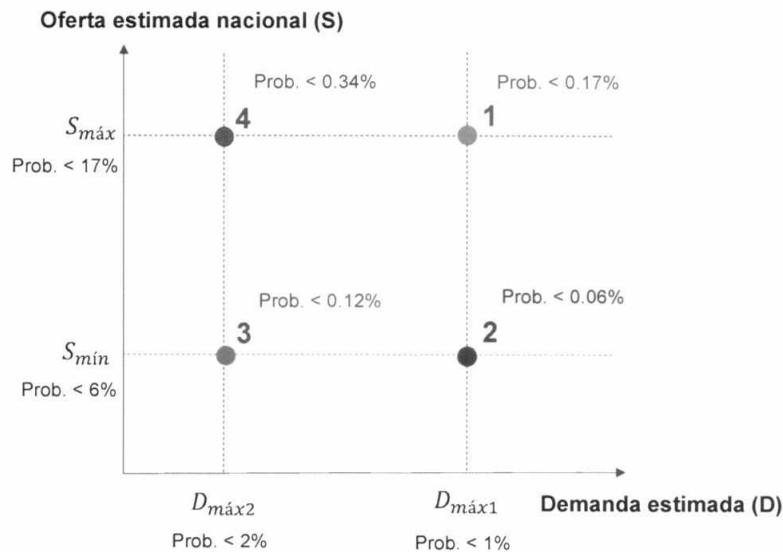
- II. Que la probabilidad de ocurrencia de una demanda mayor a la del escenario de demanda máxima tiene una probabilidad de ocurrencia menor al 2%;
- III. Que la probabilidad de ocurrencia de manera coincidente de ambos escenarios, demanda máxima y oferta mínima, es menor al 0.12%;
- IV. Que debido al porcentaje de utilización del gasoducto que desarrollará la empresa Midstream para el período 2017 – 2019, no prevé la necesidad de desarrollar el gasoducto Colombia-Escobedo, sin embargo, en 2019 dicho gasoducto podría alcanzar su capacidad máxima, como consecuencia de una disminución en la oferta de gas natural de producción nacional.
- V. Que debido al porcentaje de utilización del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan para los años 2018 y 2019, y considerando los niveles de utilización de los gasoductos previstos en el Plan Quinquenal, no prevé la necesidad de desarrollar un gasoducto con trayectoria Frontera-Ramones-Cempoala.
- VI. Que la EC El Cabrito solamente podría garantizar beneficios para el 2016, debido a que a partir del año 2017 dejaría de operar en virtud de la nueva configuración de flujos y presiones que tendrá el Sistrangás en el trayecto Escobedo-Torreón en el horizonte 2017 – 2019, debido al inicio de operaciones de los gasoductos Ojinaga-El Encino y El Encino-La Laguna, por lo que sugiere que se evalúe la pertinencia de su desarrollo.





Noveno. Que la Comisión, para efectos de realizar el análisis relativo a la primera revisión del Plan quinquenal aprobado, consideró los siguientes casos:

Oferta y demanda estimadas de gas natural



Caso 1. *Demanda estimada máxima 1 – Oferta estimada máxima*, la demanda contemplada para este caso corresponde a la demanda que se consideró en el Plan Quinquenal aprobado, basada en el supuesto de que la totalidad de las centrales eléctricas de CFE se encontrarían operando al 100% de su capacidad a máxima carga; y la oferta corresponde al escenario 1 propuesto por Cenagás, referido en el considerando Sexto anterior, como se muestra:

Demanda estimada máxima 1 y oferta estimada máxima de gas natural
Cifras en MMPCD

Año	Demanda estimada	Oferta estimada
2016	7 817	2 908
2017	8 189	2 944
2018	8 953	3 001
2019	9 654	3 171



Caso 2. *Demanda estimada máxima 1 – Oferta estimada mínima*, la demanda contemplada para este caso corresponde a la demanda que se consideró en el Plan Quinquenal aprobado, y la oferta corresponde al escenario 2 propuesto por Cenagás, referido en el considerando Sexto anterior. Dicho escenario de oferta considera la aplicación de una tasa mensual de decrecimiento sobre el escenario 1 propuesto por el mismo Cenagás, para las inyecciones de gas directo de campos en la zona Sur y Golfo, como se muestra:

Demanda estimada máxima 1 y oferta estimada mínima de gas natural
Cifras en MMPCD

Año	Demanda estimada	Oferta estimada
2016	7 817	2 590
2017	8 189	2 456
2018	8 953	2 450
2019	9 654	2 463

Caso 3. *Demanda estimada máxima 2 – Oferta estimada mínima*, la demanda contemplada para este caso corresponde a la presentada por Cenagás para la presente revisión del Plan Quinquenal aprobado, la cual considera la demanda de los sectores petrolero, industrial, residencial, de servicios y autotransporte, bajo un supuesto de crecimiento económico del 2.9%, así como la demanda eléctrica basada en un modelo de despacho eléctrico que toma en cuenta el costo marginal de la generación. La oferta corresponde al escenario 2 presentado por Cenagás, referido en el considerando Sexto anterior, como se muestra:

Demanda estimada máxima 2 y oferta estimada mínima de gas natural
Cifras en MMPCD

Año	Demanda estimada	Oferta estimada
2016	6 033	2 590
2017	6 490	2 456
2018	6 849	2 450
2019	7 310	2 463



Caso 4. *Demanda estimada máxima 2 – Oferta estimada máxima*, la demanda para este caso corresponde a la presentada por Cenagás para la presente revisión del Plan Quinquenal aprobado. La oferta corresponde al escenario 1 presentado por Cenagás, referido en el considerando Sexto anterior, como se muestra:

Demanda estimada máxima 2 y oferta estimada máxima de gas natural
Cifras en MMPCD

Año	Demanda estimada	Oferta estimada
2016	6 033	2 908
2017	6 490	2 944
2018	6 849	3 001
2019	7 310	3 171

Décimo. Que tomando en cuenta las cuatro combinaciones de oferta y demanda a que se refiere el considerando inmediato anterior para el año 2019, la Comisión realizó un análisis técnico que consiste en la modelación hidráulica para determinar el balance de los flujos de oferta y demanda de gas natural del Sistrangás, sujeto a la restricción de encontrar la combinación de infraestructura de menor costo y usando como variable de ajuste la importación de GNL. En los cuatro casos se analizan dos combinaciones (A y B) de infraestructura que satisfacen el balance de los flujos de oferta y demanda de gas natural incorporando los gasoductos Sur de Texas-Tuxpan, Frontera-Ramones-Cempoala, Colombia-Escobedo, y considerando que ya está planificada la construcción del gasoducto de la empresa Midstream.

Para lo anterior, se estimaron los costos indicativos de inversión de cada proyecto con base en las características técnicas propuestas por Cenagás para cada uno de los gasoductos, y un precio de referencia del GNL correspondiente al índice *Japan Korean Market* de marzo de 2014 tomado de la publicación *LNG Daily* de *Platts*. Se obtuvieron los siguientes resultados para cada uno de los casos:



Costos totales estimados

2019			
Caso	Supuesto	Importación GNL (M _{GNL})	Costo incremental (RI diario) proyectos del PQE + M _{GNL} (MMUSD mar - 14)
1	$D_{máx1} = S_{máx}$	513 MMPCD	1A: 12.68 MMUSD
		0 MMPCD	1B: 3.12 MMUSD
2	$D_{máx1} = S_{mín}$	0 MMPCD	2A: 4.02 MMUSD
		300 MMPCD	2B: 9.01 MMUSD
3	$D_{máx2} = S_{mín}$	0 MMPCD	3A: 2.79 MMUSD
		0 MMPCD	3B: 3.12 MMUSD
4	$D_{máx2} = S_{máx}$	0 MMPCD	4A: 1.89 MMUSD
		0 MMPCD	4B: 1.89 MMUSD

Caso 1. Demanda estimada máxima 1 – Oferta estimada máxima

Para esta combinación de demanda estimada máxima 1 y oferta estimada máxima, proyectadas hasta 2019, del análisis técnico de balance hidráulico que la Comisión realizó, se obtiene que la infraestructura a desarrollar que representa el menor costo es el gasoducto Sur de Texas-Tuxpan (combinación B), tomando en cuenta que ya está planificada la construcción del gasoducto de la empresa Midstream. De esta manera no sería necesario el desarrollo de los gasoductos Frontera-Ramones-Cempoala y Colombia-Escobedo, ni la importación de GNL.

Caso 2. Demanda estimada máxima 1 – Oferta estimada mínima

Para esta combinación de demanda estimada máxima 1 y oferta estimada mínima, proyectadas hasta 2019, del análisis técnico de balance hidráulico que la Comisión realizó, se obtiene que la combinación de infraestructura a desarrollar que representa el menor costo son los gasoductos Sur de Texas-Tuxpan y Frontera-Ramones-Cempoala (combinación A), tomando en cuenta que ya está planificada la construcción del gasoducto de la empresa Midstream. De esta manera no sería necesario el desarrollo del gasoducto Colombia-Escobedo, ni la importación de GNL.



Caso 3. Demanda estimada máxima 2 – Oferta estimada mínima

Para esta combinación de demanda estimada máxima 2 y oferta estimada mínima, proyectadas hasta 2019, del análisis técnico de balance hidráulico que la Comisión realizó, se obtiene que la infraestructura a desarrollar que representa el menor costo es el gasoducto Frontera-Ramones-Cempoala (combinación A), tomando en cuenta que ya está planificada la construcción del gasoducto de la empresa Midstream. En este caso no es necesario el desarrollo de los gasoductos Sur de Texas-Tuxpan y Colombia-Escobedo, ni la importación de GNL.

Caso 4. Demanda estimada máxima 2 – Oferta estimada máxima

Para esta combinación de demanda estimada máxima 2 y oferta estimada máxima, proyectadas hasta 2019, del análisis técnico de balance hidráulico que la Comisión realizó, se obtiene que no es necesario el desarrollo de los gasoductos Sur de Texas-Tuxpan, Frontera-Ramones-Cempoala y Colombia-Escobedo (las combinaciones A y B tienen el mismo costo), tomando en cuenta que ya está planificada la construcción del gasoducto de la empresa Midstream. En este caso no es necesario la importación de GNL.

Con la información de los proyectos que se tienen considerados en esta revisión y del análisis de estos cuatro casos en un horizonte de corto plazo (hasta 2019), se desprenden las siguientes observaciones:

- En los casos 1 y 2 se requiere de una mayor expansión de gasoductos, entre ellos la construcción de una ruta de importación desde el Sur de Texas hacia la zona de Tuxpan, lo que es conveniente si se toma en cuenta que se reducen las importaciones de GNL, las cuales tienen un mayor costo.
- En los casos 3 y 4 se requiere de una menor expansión de ductos, entre ellos el desarrollo del gasoducto Frontera-Ramones-Cempoala, tomando en cuenta que ya está planificada la construcción del gasoducto de la empresa Midstream.



Undécimo. Que debido al inicio de operaciones de los gasoductos de Ojinaga-El Encino y El Encino-La Laguna en el año 2017, con lo cual se prevé una nueva configuración en los flujos y presiones en el trayecto Escobedo-Torreón del Sistema Nacional de Gasoductos, la EC El Cabrito dejaría de operar en 2017, por lo que, con base en la proyecciones de oferta y demanda presentadas por Cenagás para efectos de la primera revisión anual del Plan Quinquenal aprobado, la Comisión considera prudente no desarrollar esta infraestructura durante el tiempo que tiene de vigencia el Plan Quinquenal de Expansión aprobado.

Por lo anteriormente expuesto, y con fundamento en los artículos 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 5, 22, fracciones I, III, IV, XXIV y XXVII, 27, 41, fracción I y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 48, fracción II, 69, 81, fracciones I, inciso f), II, IV y VI, 95 y 131 de la Ley de Hidrocarburos; 66 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 2, 3, 6, fracción I, 10 y 16, fracción I del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, la Comisión Reguladora de Energía

ACUERDA

Primero. Se emite opinión técnica respecto de la primera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural para el período 2015 – 2019, propuesta por el Centro Nacional de Control del Gas Natural, en los términos a que se refieren los considerandos Décimo y Undécimo del presente acuerdo.

Segundo. Dado el requerimiento de una mayor capacidad de transporte de Norte a Sur para satisfacer la demanda en el horizonte de planeación, se sugiere que el Centro Nacional de Control del Gas Natural analice otras alternativas que procuren la minimización del requerimiento de ingresos, tales como el incremento en la capacidad de transporte de los ductos proyectados o el desarrollo de nuevos proyectos de ductos de tierra que conduzcan gas del Norte de la Zona Golfo hacia el Centro y Occidente. Esto con el fin de resolver los cuellos de botella que impiden el transporte por ducto y hacen necesaria la importación de GNL. Se sugiere que el Centro Nacional de Control del Gas Natural evalúe alternativas orientadas a suspender la inyección del GNL para el balanceo del Sistema de

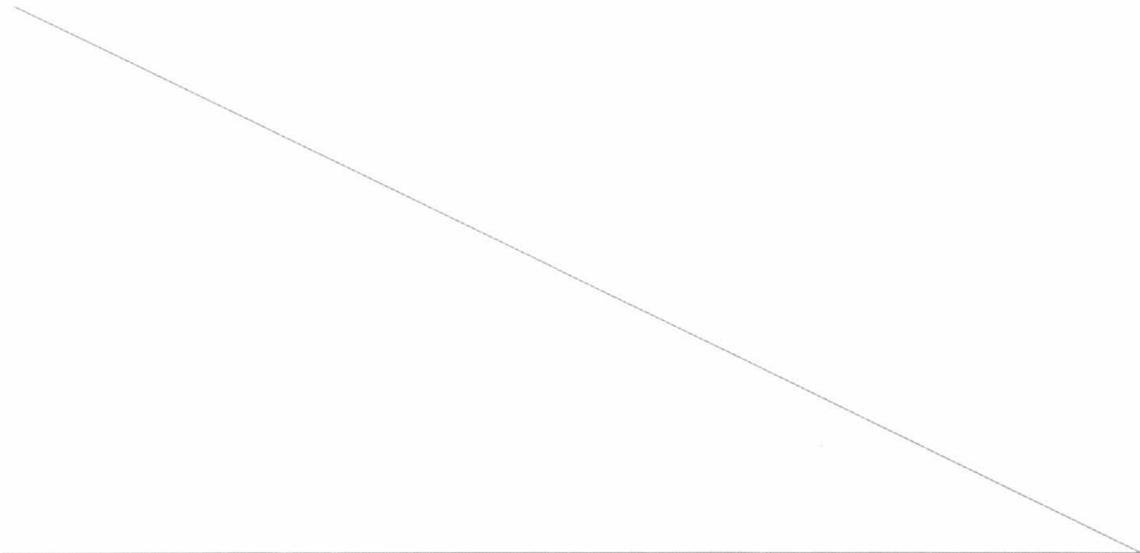


Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, cuando se reduzcan los costos totales y se mejore la eficiencia de dicho sistema.

Tercero. Se sugiere que el Centro Nacional de Control del Gas Natural evalúe los planes quinquenales con base en un análisis de mayor plazo (de 15 a 20 años) para los diferentes escenarios del comportamiento de la oferta y demanda de gas natural en el país. Esto con el objetivo de identificar las opciones más eficientes con una visión de largo plazo del desarrollo del sistema, lo cual a su vez permitirá encontrar oportunidades de minimización de costos y sinergias entre el sector eléctrico y de gas natural.

Cuarto. Esta opinión no implica la integración al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural de los proyectos contenidos dentro del Plan Quinquenal propuesto por el Centro Nacional de Control del Gas Natural. En su caso, la integración deberá ser aprobada por esta Comisión Reguladora de Energía, en términos del artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos, una vez que la Secretaría de Energía apruebe el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

Quinto. Notifíquese el presente Acuerdo al Centro Nacional de Control del Gas Natural y a la Secretaría de Energía a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos.





COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Sexto. Inscribese el presente acuerdo con el número **A/029/2016** en el registro a que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 13 de junio de 2016.

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Noé Navarrete González
Comisionado

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado



La integridad y autoría de la versión electrónica de la presente Resolución, se podrá comprobar a través de la liga que se encuentra de bajo del QR.

De igual manera, podrá verificar el documento electrónico por medio del código QR para lo cual, se recomienda descargar una aplicación de lectura de éste tipo de códigos a su dispositivo móvil.

<http://cre-boveda.azurewebsites.net/Api/Documento/06a522b7-ea06-44d2-812e-e0c49afe7d62>