



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

El Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía 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, 4, primer párrafo, 5, 22, fracciones I, III, XXIV, XXVI, inciso a) y XXVII, 27, 41, fracción I y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracción III, 5, segundo párrafo, 48, fracción II, 62, 63, 65, 66, 69, 81, fracciones I, incisos a) y f), II, IV y VI, 95 y 131 de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3, 5, fracciones I y VII, 7, 66 y 67, fracción II del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, y 1, 2, 4, 7, fracción I, 12, 13, 16 y 18, fracciones I, XII y XLIV del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

RESULTANDO

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 mediante la resolución RES/481/2014 del 17 de octubre de 2014, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) otorgó al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS) el permiso provisional de gestión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangas) P/006/GES/2014, cuya vigencia fue ampliada mediante las resoluciones RES/131/2015 y RES/791/2015.

TERCERO. Que mediante el acuerdo A/017/2015 del 30 de abril de 2014, 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 (el Plan Quinquenal), de conformidad con el artículo 69, párrafo sexto de la Ley de Hidrocarburos (LH).

CUARTO. Que mediante el oficio 500.-305/2015, del 18 de junio de 2015, la Secretaría de Energía (SENER) hizo del conocimiento de la Comisión que:



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

- I. Instruyó a la Comisión Federal de Electricidad (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 Petróleos Mexicanos (Pemex) de licitar la construcción del gasoducto Ramones-Cempoala.

QUINTO. Que mediante el oficio 500.-579/2015, del 8 de octubre de 2015, la SENER hizo del conocimiento de la Comisión, el Plan Quinquenal aprobado, el cual contiene lo siguiente:

Núm.	Proyecto	Estados beneficiados	Longitud (kilómetros)	Inversión estimada (MUSD)	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 Leon	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

Inversión en millones de dólares (MUSD)



SEXTO. Que el Plan Quinquenal aprobado establece, en su numeral 2.6, las consideraciones posteriores a la opinión técnica de la Comisión, en las cuales se señala que no obstante que la SENER dejó sin efectos la instrucción dictada a la CFE para que llevara a cabo la licitación del gasoducto Colombia-Escobedo, dicho proyecto se mantiene dentro del Plan Quinquenal por razones de orden legal y técnico. Si bien, la declaración de su carácter estratégico prevalece, la SENER consideró que existe la necesidad de reforzar la capacidad de internación de gas de importación para lograr el balance nacional identificado en el análisis que sustenta el Plan Quinquenal.

SÉPTIMO. Que por su parte, en el referido numeral 2.6 del Plan Quinquenal, se determinó que la acción de dejar sin efectos la instrucción de SENER a Pemex de licitar el gasoducto Ramones-Cempoala permitirá optimizar el diseño del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, al desplazar la demanda actual de CFE en el gasoducto de 48 pulgadas del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y parte de la demanda que sustentaba el proyecto Ramones-Cempoala, lo que tendrá ahorros estimados en 7 mil millones de dólares.

OCTAVO. Que mediante el acuerdo A/029/2016 del 13 de junio de 2016, la Comisión emitió opinión técnica respecto de la primera revisión anual del Plan Quinquenal, con base en el análisis técnico de modelación hidráulica para determinar el balance de flujos de oferta y demanda de gas natural sujeta a la restricción de encontrar la combinación de infraestructura de menor costo y usando como variable de ajuste la importación de Gas Natural Licuado (GNL).

NOVENO. Que mediante el oficio 500.-250/16, del 22 de julio de 2016, la SENER hizo del conocimiento de la Comisión la primera revisión al Plan Quinquenal, en la cual se concluyó lo siguiente:

- I. Se confirmó la vigencia en el Plan Quinquenal de los proyectos (i) Gasoducto San Isidro-Samalayuca, (ii) Gasoducto Samalayuca-Sásabe (iii) Gasoducto Tuxpan-Tula, (iv) Gasoducto Tula-Villa de Reyes, (v) Gasoducto Villa de Reyes-Guadalajara, (vi) Gasoducto La Laguna-Aguascalientes y (vii) Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan.
- II. Se retiró del Plan Quinquenal 2015-2019 el Gasoducto Colombia-Escobedo.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

- III. Se retiró del Plan Quinquenal 2015-2019 la estación de compresión El Cabrito.
- IV. Se ajustó el calendario del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz para que inicie operaciones en el periodo 2018-2019.
- V. Sobre el gasoducto social Salina Cruz-Tapachula, la SENER consideró viable la propuesta de TAG Pipelines, S. de R. L. de C. V. para el desarrollo del gasoducto bajo cuenta y riesgo del interesado.
- VI. Se determinó diferir para su análisis y planes posteriores el gasoducto Los Ramones-Cempoala, toda vez que se considera que el gasoducto Sur de Texas-Tuxpan contará con capacidad suficiente para atender la demanda proyectada para 2018-2019.
- VII. Se consideró viable ajustar el calendario de la probable licitación del gasoducto Lázaro Cárdenas-Acapulco para el periodo 2016-2017 y su inicio de operación para el periodo 2018-2019.

DÉCIMO. Que mediante el acuerdo A/009/2017 del 16 marzo de 2017, la Comisión emitió opinión técnica respecto a la segunda revisión anual del Plan Quinquenal.

UNDÉCIMO. Que mediante el oficio 500.-097/2017 del 30 de marzo de 2017 la SENER, a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos informó a la Comisión sobre la aprobación y emisión de *la Segunda Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019*, en la cual se concluyó lo siguiente:

- I. Los gasoductos adjudicados por la CFE incluidos en el Plan Quinquenal (i) San Isidro-Samalayuca, (ii) Samalayuca-Sásabe (iii) Sur de Texas-Tuxpan, (iv) Tuxpan-Tula, (v) Tula-Villa de Reyes, (vi) Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, y (vii) La Laguna-Aguascalientes, mantienen su vigencia en el Plan Quinquenal 2015-2019.
- II. Respecto al gasoducto Jáltipan-Salina Cruz, derivado de la información presentada por el CENAGAS de la evaluación de la demanda potencial de transporte de gas natural en el trayecto del gasoducto, la SENER acepta



la propuesta de diferir la licitación del proyecto para el periodo 2017-2018 y el inicio de operación de esta infraestructura para el periodo 2020-2022.

- III. A la fecha, la SENER no tiene elementos suficientes para obtener la opinión favorable de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) para instruir el desarrollo del gasoducto Lázaro Cárdenas-Acapulco y continúa analizando opciones para el desarrollo de este proyecto. Por ello, la SENER considera viable la propuesta del CENAGAS de diferir el periodo de probable licitación del proyecto para el periodo 2017-2019 y el inicio de operación para el periodo 2020-2022.
- IV. Respecto del gasoducto Los Ramones-Cempoala con base en el pronóstico de demanda presentado por el CENAGAS para el periodo 2019-2021 y a que el trazo del proyecto tiene una ruta similar al gasoducto Sur de Texas-Tuxpan adjudicado por la CFE y que iniciará operación en el último trimestre de 2018 con capacidad suficiente para atender la demanda estimada, la SENER no tiene inconveniente en diferir el inicio de operaciones del proyecto para el siguiente quinquenio 2020-2024.
- V. La interconexión con otros sistemas de transporte es una alternativa que permitiría incrementar las fuentes de suministro del Sistrangas lo que contribuye a la garantía de continuidad operativa del sistema sin detonar el desarrollo de nueva infraestructura, por lo que la SENER considera pertinente continuar con la evaluación de la viabilidad técnica, económica y contractual de estas posibles interconexiones.
- VI. Los gasoductos (i) Nueva Era (Midstream de México) y (ii) Salina Cruz-Tapachula, serán desarrollados bajo propia cuenta y riesgo.

DUODÉCIMO. Que mediante el oficio 531.DGGNP.078.2017 del 3 de julio de 2017, la SENER a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos, solicitó al CENAGAS informar sobre los avances y resultados en la estimación de la demanda potencial de gas natural en el estado de Guerrero.

DECIMOTERCERO. Que mediante el oficio 531.DGGNP.079.2017 del 10 de julio de 2017, la SENER a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos, solicitó al CENAGAS informar sobre los avances y resultados de las acciones que el



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

CENAGAS ha llevado a cabo para la estimación de la demanda potencial de gas natural en el trayecto del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz.

DECIMOCUARTO. Que mediante el oficio OFICIO-CENAGAS-UGTP-DEAER/038/2017 del 14 de julio de 2017, el CENAGAS hizo del conocimiento de la Comisión que, durante abril, mayo y junio del 2017 mantuvieron diversas mesas de trabajo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con el objetivo de tener proyecciones robustas de producción de gas natural para los horizontes de 5, 10, 15 y 20 años. Posteriormente, en julio de 2017, la CNH proporcionó al CENAGAS escenarios preliminares de producción de gas natural para 14 años iniciando a partir de 2018; no obstante, la CNH enfatizó que dichos escenarios estaban sujetos a cambios, derivado de las observaciones que la SENER pudiera tener.

DECIMOQUINTO. Que mediante el oficio OFICIO-CENAGAS-UGTP/0216/2017 del 2 de agosto de 2017, el CENAGAS informa a la SENER que llevó a cabo las siguientes acciones: (i) publicó en el DOF el 12 de diciembre de 2016 el manifiesto de interés; (ii) realizó una consulta durante septiembre de 2016 a junio de 2017 (la Consulta Pública), y (iii) Contrató el estudio de demanda potencial para el desarrollo del proyecto Jáltipan-Salina Cruz, el cual se efectuó a partir de noviembre de 2016 y concluyó en febrero de 2017. Como resultado, se obtuvo la demanda potencial total de 870.20 MPCD (equivalentes a 912,895 GJ/día).

DECIMOSEXTO. Que mediante el oficio 531.DGGNP.102.2017 del 27 de septiembre de 2017, la SENER a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos, solicitó al CENAGAS que, tomando en consideración que la demanda potencial identificada es suficiente para detonar el desarrollo del proyecto, informe el programa de actividades que implementará a efectos de dar continuidad al proceso que permita desarrollar el gasoducto Jáltipan-Salina Cruz.

DECIMOSÉPTIMO. Que mediante el oficio OFICIO-CENAGAS-UGTP-DEAER/063/2017 del 30 de noviembre de 2017, el CENAGAS presentó a la Comisión información para la tercera revisión anual del Plan Quinquenal, solicitada a través del acuerdo Sexto, fracción III del Acuerdo A/009/2017. Asimismo, mencionan que la CNH le informó que con la información y metodologías disponibles actualmente no le es posible desarrollar pronósticos a 20 años.



DECIMOCTAVO. Que mediante el oficio OFICIO-CENAGAS-UGTP/0250/2017 del 6 de diciembre de 2017, el CENAGAS informó a la SENER del programa de actividades que se implementará a efectos de dar continuidad al proceso que permita desarrollar el gasoducto Jáltipan-Salina Cruz, en respuesta al oficio referido en el resultando anterior.

DECIMONOVENO. Que mediante el oficio 531.DGGNP.003.2018 del 15 de enero de 2018 la SENER a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos solicita al CENAGAS informe sobre los resultados de la demanda potencial en el estado de Guerrero, así como los resultados del estudio que llevó a cabo para tal efecto.

VIGÉSIMO. Que mediante los oficios OFICIO-CENAGAS-UGTP/0007/2018 y OFICIO-CENAGAS-UGTP/0009/2018 recibidos el 19 y 22 de enero de 2018, el CENAGAS solicitó a la Comisión la opinión técnica a la tercera revisión anual del Plan Quinquenal.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que mediante el oficio OFICIO-CENAGAS-UGTP/0010/2018 del 2 de febrero de 2018, el CENAGAS respondió al requerimiento de la SENER referido en el resultando Vigésimo anterior, entregando los resultados del “Estudio de evaluación de la demanda y oferta potencial de gas natural en el estado de Guerrero”, los cuales fueron utilizados como parte de los insumos de la propuesta para la tercera revisión anual del Plan Quinquenal referida en el resultando anterior.

C O N S I D E R A N D O

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



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

la evolución del mercado de gas natural y efectuar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del Sistrangas.

TERCERO. Que para la revisión anual del Plan Quinquenal, durante el primer trimestre de cada año, la SENER, la Comisión y el CENAGAS se sujetarán al procedimiento establecido en el artículo 66 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento).

CUARTO. Que en la información presentada mediante los escritos referidos en el resultando Vigésimo, el CENAGAS incluyó los avances y el estado actual de los proyectos contenidos dentro del Plan Quinquenal:

Proyecto	Estados beneficiados	Longitud	Inversión estimada MUSD*	Fecha de adjudicación	Inicio de operación
Tuxpan-Tula	Hidalgo, Puebla y Veracruz	283	458	2015	Dic-2018
La Laguna-Aguascalientes	Aguascalientes, Zacatecas y Durango	600	473	2016	Jul-2018
Tula-Villa de Reyes	Hidalgo y San Luis Potosí	420	554	2015	Abr-2018
Villa de Reyes-Guadalajara	Aguascalientes, Jalisco y San Luis Potosí	305	294	2016	Oct-2018
San Isidro-Samalayuca	Chihuahua	23	109	2015	Empacado y probado
Samalayuca-Sásabe	Chihuahua y Sonora	650	571	2015	Oct-2018
Sur de Texas-Tuxpan	Tamaulipas y Veracruz	800	2 111	2016	Oct-2018

Asimismo, indicó el estado de los proyectos por licitar en el periodo 2017-2019:



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Proyecto	Estados beneficiados	Longitud	Inversión estimada MUSD*	Fecha estimada de licitación
Jáltipan–Salina Cruz	Oaxaca y Veracruz	247	643	2017-2019
Lázaro Cárdenas–Acapulco	Michoacán y Guerrero	331	456	2017-2019

QUINTO. Que a través del Acuerdo A/009/2017 de fecha 16 de marzo de 2017, la Comisión solicitó al CENAGAS que, para la tercera revisión del Plan Quinquenal de Expansión exhibiera: (i) portafolio de opciones para transporte y almacenamiento que fuese técnicamente viable y económicamente factible, así como oportuno y al menor costo con proyecciones de largo plazo; (ii) proyecciones de largo plazo que deberán ser ajustadas con base en el comportamiento del mercado manteniendo siempre un horizonte de 20 años; y (iii) escenarios que consideren satisfacer la demanda nacional y se identifiquen los puntos críticos del Sistema a efecto de minimizar la probabilidad de corte de suministro, así como medidas que permitan contar con suministro al menor costo posible minimizando el riesgo de sobredimensionar la infraestructura (*minimum regret analysis*) que contemple análisis costo – beneficio, interconexiones que brinden flexibilidad al sistema, y evaluar esquemas de suministro alternativo para atender la demanda de la península.

SEXTO. Que en relación con el considerando inmediato anterior, el CENAGAS presentó lo siguiente: (i) portafolio de opciones que contempla ductos e interconexiones, alternativas para atender la demanda del sureste y la propuesta de zonificación de almacenamiento para atender la solicitud del proyecto de Política de Almacenamiento de gas natural; (ii) escenarios de oferta y demanda con base en estimaciones de producción nacional, consumo del sector eléctrico, y estimaciones de crecimiento del sector distribución, y (iii) análisis de las alternativas para cubrir el suministro en el sureste, manteniendo el balance general del Sistema.

SÉPTIMO. Que mediante los escritos referidos en el resultando Vigésimo, el CENAGAS presentó a la Comisión la siguiente información:

- I. Propuesta de la tercera revisión del Plan Quinquenal, misma que contiene lo siguiente:



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

- A. Metodología para la estimación de la oferta nacional de gas natural, en la que se indica el proceso que se siguió para la obtención de los escenarios de oferta nacional del Sistrangas en la que considera desde la producción hasta el procesamiento de gas.
- B. Metodología para la estimación de la demanda de gas natural. La metodología para la tercera revisión del Plan Quinquenal se robusteció respecto a la estimación de la demanda de las revisiones pasadas, al incorporar: modelos multivariados; se analizó información recopilada durante la temporada abierta 2016-2017 y la Consulta Pública 2017 del CENAGAS; se desarrolló una metodología para la estimación de la demanda nacional de electricidad; y se presentaron proyecciones a quince años para el Sistrangas y la demanda nacional.
- C. La evaluación del proyecto del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz. Se revisa la situación actual que guarda el proyecto estratégico Jáltipan-Salina Cruz contenido en el Plan Quinquenal de Expansión del Sistrangas.
- D. Alternativas para el suministro de gas natural al Estado de Guerrero. Analiza la viabilidad técnica y económica del gasoducto social Lázaro Cárdenas-Acapulco, esto con base en la evaluación de la demanda potencial de gas natural en el Estado de Guerrero, se hace un análisis técnico y económico de las opciones para el suministro del hidrocarburo.
- E. Estudio del potencial de almacenamiento subterráneo de gas natural para aprovechamiento en el Sistrangas. El estudio se llevó a cabo para señalar las tecnologías disponibles para el desarrollo de unidades de almacenamiento subterráneo; identificar los sitios más viables para el desarrollo de unidades de almacenamiento; jerarquizar los sitios seleccionados en función del potencial técnico, localización geográfica, parámetros económicos y grado de conocimiento; evaluar el potencial técnico y riesgos de desarrollo para el almacenamiento; y elaborar un estudio de pre-factibilidad asociado al desarrollo de almacenamiento para ser aprovechado por el Sistrangas.
- F. Anexo Estadístico. Herramienta de análisis para estudiar las proyecciones de demanda del Plan Quinquenal y los escenarios de la demanda del Sistrangas.
- G. Diagramas hidráulicos. El objetivo es conocer el desarrollo del Sistrangas con base en los diferentes escenarios planteados por el CENAGAS a través de un horizonte de tiempo.



- II. Proyecciones de oferta y demanda de gas natural nacional para el periodo 2018-2031:
 - A. Para el caso de la oferta, las proyecciones contienen la plataforma de producción estimada 2018-2031 y los pronósticos de gas seco disponible a nivel nacional para la tercera revisión, de acuerdo con la información proporcionada por la CNH.
 - B. Para la demanda, las proyecciones contienen los escenarios a nivel nacional, así como por entidad federativa.
- III. Cronogramas de actividades para desarrollar la cuarta revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión 2015-2019 y la elaboración del Segundo Plan Quinquenal de Expansión 2020-2024. Contienen actualizaciones para las proyecciones de oferta y de demanda del sector eléctrico y no eléctrico.
- IV. Nota informativa sobre la atención al requerimiento de información contenido en el oficio UGN-250/72853/2017, relativo a la obligación establecida en el acuerdo Sexto del Acuerdo A/009/2017. Contiene las acciones llevadas a cabo por el CENAGAS para cumplir con los requerimientos de la Comisión.

OCTAVO. Que como parte de la Consulta Pública 2017 que llevó a cabo el CENAGAS, éste indica que buscó desarrollar una planeación incluyente, con base en las necesidades manifestadas por los usuarios de los servicios de transporte, sean productores o consumidores, con el fin de identificar y evaluar los proyectos a desarrollar necesarios para atender la demanda en el corto, mediano y largo plazo.

NOVENO. Que la información referida en el considerando Séptimo, el CENAGAS presentó los siguientes escenarios de oferta y demanda:

- I. **Oferta.** Se muestran dos escenarios distintos:
 - A. **Escenario Base:** Ajuste de los perfiles de producción y una simulación de las rondas de licitación entre el CENAGAS y la CNH, asimismo se contemplan las reservas probadas 1P, lo cual define probabilidad de ocurrencia de este escenario en un 90%.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

- B. **Escenario Alternativo 1:** Ajuste de los perfiles de producción y simulación de las rondas de licitación entre el CENAGAS y la CNH, asimismo, se contemplan las reservas probadas 2P, lo cual define probabilidad de ocurrencia de este escenario en un 50%.

Con base en lo anterior, el CENAGAS presentó las siguientes proyecciones de oferta nacional:

MPCD	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Escenario Base	1,627.3	1,527.0	1,155.2	1,027.6	928.7	933.9	1,108.4
Escenario Alternativa 1	1,842.6	1,756.8	1,532.8	1,591.4	1,621.1	1,713.8	2,071.0
MPCD	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Escenario Base	1,197.7	1,187.0	1,167.0	1,149.9	1,055.0	1,055.5	1,050.3
Escenario Alternativa 1	2,279.5	2,418.5	2,594.8	2,640.6	2,744.0	2,937.7	2,873.9

MPCD Millones de pies cúbicos por día

II. **Demanda.** Se muestran tres escenarios distintos:

- A. **Escenario Medio.** Se estima la demanda del sector eléctrico partiendo de la demanda de electricidad del país, con el fin de determinar el gas requerido para las centrales de generación.
- B. **Escenario Alternativo 1:** Se muestra la demanda manifestada en la Consulta Pública 2017 aunado a lo obtenido en el Escenario medio.
- C. **Escenario Alternativo 2:** Se muestra la demanda de la Península de Yucatán aunado a lo obtenido en el Escenario Alternativo 1.

Con base en lo anterior, el CENAGAS presentó las siguientes proyecciones:

MPCD	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Escenario medio	4,592.8	4,231.9	4,165.3	4,094.7	4,137.0	4,200.3	4,351.6
Escenario Alternativa 1	4,786.6	4,736.9	4,947.1	4,962.9	5,019.8	5,132.2	5,301.8
Escenario Alternativa 2	4,786.6	5,129.6	5,410.9	5,430.5	5,700.7	5,819.5	5,926.6
MPCD	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Escenario medio	4,592.0	4,761.8	4,850.8	4,919.3	5,015.8	5,108.4	5,174.4
Escenario Alternativa 1	5,612.0	5,786.6	5,880.5	5,948.9	6,041.0	5,980.2	5,782.2
Escenario Alternativa 2	6,298.0	6,475.9	6,570.5	6,639.6	6,732.9	6,816.7	6,265.1

MPCD Millones de pies cúbicos por día



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Para estos tres escenarios el CENAGAS determinó la probabilidad de ocurrencia, siendo para el Escenario Medio, Alternativo 1 y Alternativo 2 de 84%, 63% y 53%, respectivamente.

DÉCIMO. Que derivado de las combinaciones de los escenarios de oferta y demanda referidos el considerando inmediato anterior, el CENAGAS presentó la siguiente probabilidad de ocurrencia:

Escenario de Oferta	Escenario de Demanda	Probabilidad de ocurrencia
Base	Medio	76%
Base	Alternativo 1	57%
Base	Alternativo 2	48%
Alternativo 1	Medio	42%
Alternativo 1	Alternativo 1	32%
Alternativo 1	Alternativo 2	27%

UNDÉCIMO. Que además de los escenarios de oferta y demanda referidos en el considerando Noveno, el CENAGAS conformó una cartera de proyectos de interconexión, de gasoductos y de almacenamiento como se muestra a continuación:

- I. Proyectos en desarrollo: La interconexión entre el gasoducto Sur de Texas-Tuxpan en Montegrande, mismo que actualmente tiene el permiso número G/20481/TRA/2017, otorgado a Infraestructura Marina del Golfo, S. de R. L. de C. V., con el ducto de 48" Cactus-San Fernando del Sistema Nacional de Gasoductos, esto como parte del proyecto Sur de Texas-Tuxpan licitado por CFE. Dicha interconexión, tiene la característica de ser una interconexión bidireccional, de 500 MPCD.
- II. Proyectos estratégicos: Se estima una necesidad del gasoducto Jáltipan – Salina Cruz a partir del año 2022, de 116.1 MPCD, con base en las acciones llevadas a cabo por el CENAGAS para cuantificar la demanda de transporte de gas natural en dicho ducto. Asimismo, este identificó el interés de un tercero en reservar al menos 86 MPCD de capacidad en dicho ducto, con el fin de desarrollar un proyecto de infraestructura que transporte gas natural hasta una planta de generación en Tapachula, Chiapas.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

- III. Proyectos de cobertura social: Para considerar el desarrollo del gasoducto Lázaro Cárdenas-Acapulco, se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos: (i) declaratoria de la Zona Económica Especial (ZEE) Lázaro Cárdenas-La Unión; (ii) licitaciones llevadas a cabo por el CENAGAS Transportista; y (iii) alternativas de suministro de gas natural para el Estado de Guerrero.

- IV. Otros proyectos indicativos: Proyectos a ser desarrollados por el CENAGAS Transportista y terceros, mismos que se enlistan a continuación:
 - A. Interconexiones (interés de terceros en desarrollarlas):
 - i. El Encino: Permitirá que los usuarios interesados puedan contar con suministro de gas proveniente de las zonas productoras en los Estados Unidos de América ubicadas en el oeste de Texas y a la vez, liberará capacidad de importación para el Sistrangas en la zona de Reynosa/Monterrey.
 - ii. Zapotlanejo: Se requerirá de una interconexión entre el Gasoducto Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, una vez que éste entre en operaciones, con el Sistrangas. Lo anterior permitirá que los usuarios del sistema puedan acceder a una ruta de transporte con punto de origen en Waha, Texas.
 - iii. Mayakan: La empresa Energía Mayakan solicitó al CENAGAS la factibilidad de capacidad de transporte y factibilidad de interconexión al Sistrangas para el Gasoducto Nuevo Pemex-Valladolid (Gasoducto Mayakan).

 - B. Proyectos a cuenta y riesgo de particulares:
 - i. Hub en Monterrey: El CENAGAS está analizando viabilidad técnica y económica del desarrollo de un Hub físico de gas en Monterrey (HUB), así como la firma de un contrato de reserva de capacidad sobre la expansión del ducto Mier Monterrey, que consiste en un cabezal que interconectaría los ductos del CENAGAS y terceros, permitiendo el intercambio de gas de la entrada de un gasoducto a otro (*Wheeling*).



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

- ii. Libramiento Reynosa: El proyecto permitiría ofrecer una capacidad de transporte adicional al Sistrangas de hasta 350 MPCD mediante una nueva interconexión entre los ductos que actualmente suministran al Sistrangas desde los Estados Unidos y la Estación 19 del SNG, localizada en el suroeste de Reynosa (Tamaulipas).
- iii. Expansión Energy Transfer: Se busca incrementar la capacidad de importación a través de la expansión.
- iv. Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU): El CENAGAS está considerando la factibilidad del desarrollo de dos interconexiones con el Sistrangas, derivado de un posible nuevo punto de importación de GNL en el Puerto de Pajaritos (Veracruz) a través de una FSRU.

C. Proyectos en evaluación por el CENAGAS Transportista:

- i. Estación de Compresión (EC) Cempoala: El proyecto implica la renovación de la estación de compresión y la evaluación de instalar una compresora intermedia.
- ii. EC Pátzcuaro: La construcción de dicha estación de compresión se encuentra en función de la construcción del Gasoducto Lázaro Cárdenas-La Unión.
- iii. Gasoducto Lázaro Cárdenas-La Unión: El desarrollo del gasoducto permitiría abastecer la demanda de gas natural perteneciente a la ZEE Lázaro Cárdenas-La Unión.

D. Almacenamiento de Gas Natural:

- i. Operativo en las terminales de GNL.
- ii. Estratégico en yacimientos agotados: el CENAGAS identificó sitios con potencial para convertirse en Unidades de Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural (UASGN) y seleccionó los campos que cumplieron con un volumen de hidrocarburos original menor a 5,000 millones de pies cúbicos.

DUODÉCIMO. Que a través de modelos de optimización y simulación hidráulica, el CENAGAS evaluó distintos escenarios que le permitieron identificar la confiabilidad, seguridad de suministro, flexibilidad operativa y redundancia, así



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

como la factibilidad técnica, infraestructura crítica, económica y contractual del portafolio de proyectos que refiere el considerando inmediato anterior.

DECIMOTERCERO. Que con base en la información antes mencionada, el CENAGAS determinó escenarios para evaluar la utilización de cada uno de los proyectos contemplados en el considerando Undécimo, así como su entrada en operación de cada uno dentro del periodo 2018-2022, de conformidad a la siguiente tabla:

Escenario	Proyectos escenarios	EE	ET	STT	FSRU	HUB	Z	LR	LC	JSC
1	2018 2do semestre	✓	✓							
2	2019 1er semestre	✓	✓	✓	✓					
3	2019 1er semestre /Sin FSRU	✓	✓	✓	-					
4	2019 2do semestre	✓	✓	✓	✓	✓	✓			
5	2019 2do semestre /Sin FSRU	✓	✓	✓	-	✓	✓			
6	2020	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
7	2020 /Sin FSRU	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓		
8	2021	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
9	2021 /Sin FSRU	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓		
10	2022 /Sin FSRU	✓	✓	✓	-	✓	✓	✓	✓	✓

EE: El Encino
 ET: Energy Transfer
 STT: Sur de Texas-Tuxpan
 Z: Zapotlanejo
 LR: Libramiento Reynosa
 LC: Lázaro Cárdenas
 JSC: Jáltipan – Salina Cruz
 ✓: Operación del sistema

DECIMOCUARTO. Que para atender la demanda de gas natural en la Península de Yucatán, el CENAGAS elaboró un análisis costo-beneficio, que considera el precio del gas puesto en la Península de Yucatán y con base en ello, determinó que siempre que se llevara a cabo la reconfiguración de los flujos dentro del



Sistrangas, la opción más conveniente en términos de menor costo es el suministro a la Península de Yucatán desde el gasoducto Sur de Texas-Tuxpan.

DECIMOQUINTO. Que con base en lo anterior, el CENAGAS pone a consideración de la Comisión, las siguientes propuestas de ajuste al Plan Quinquenal:

- I. *“Ajustar el periodo estimado de inicio de operaciones del gasoducto Jáltipan–Salina Cruz de 2018-2019 a 2022-2024 y considerar la pertinencia de diferir su periodo de licitación en función de la definición de la entrada en operaciones de los nuevos proyectos manifestados por la EPE, ZEE y particulares.”*
- II. *“Reconsiderar la pertinencia del desarrollo del gasoducto Lázaro Cárdenas-Acapulco, toda vez que se han identificado mejores alternativas para suministrar la demanda potencial de gas natural en el Estado de Guerrero.”*
- III. *“Interconexión entre el SNG con el gasoducto Sur de Texas – Tuxpan.”*
- IV. *“Interconexión entre el SNG con el gasoducto El Encino – La Laguna.”*
- V. *“Desarrollar la interconexión entre el SNG con el gasoducto Mayakan.”*
- VI. *“Reconfiguración de la Estación de Compresión de Cempoala y evaluar la pertinencia de instalar una Estación de Compresión intermedia en Tecolutla para 2020.”*
- VII. *“Evaluar la pertinencia de desarrollar una interconexión en Pajaritos para la inyección de GNL al Sistema por medio de una FSRU, toda vez que se ha detectado que existen alternativas más económicas para los usuarios de sureste y potenciales usuarios en la Península.”*
- VIII. *“Como parte de la planeación indicativa, evaluar la pertinencia del desarrollo por terceros, a su cuenta y riesgo, de los siguientes proyectos:*
 - *Libramiento Reynosa por una capacidad de hasta 350 MPCD, para iniciar operaciones en 2020.*
 - *Incrementar la capacidad del punto de importación de Energy Transfer, por hasta 150 MPCD, entre 2018-2019.*
 - *Hub en Monterrey (2018) y expansión de capacidad en el sistema Kinder Morgan Monterrey (2019 y 2020).”*



- IX. *“Respecto al desarrollo de UASGN, se propone una regionalización de tres zonas: Noroeste; Noreste-Occidente y Centro-Sur.”*

DECIMOSEXTO. Que en un contexto de mercado, la Comisión analiza los proyectos referidos en el considerando Decimoquinto bajo las especificaciones propuestas por el CENAGAS y no pretende cuestionar sobre su potencial específicamente en los casos en que se refieran a proyectos a desarrollar bajo cuenta y riesgo de diferentes participantes. Sin embargo, la opinión técnica de la Comisión se enmarca en los principios establecidos en el artículo 42 de la LORCME de promoción del desarrollo eficiente de infraestructura y la competencia del sector en la protección de los intereses de los usuarios y por lo tanto el impacto que diferentes proyectos, independientemente de quien los desarrolle, tienen en estos aspectos. Lo anterior, atendiendo a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios en el mediano y largo plazo que permitan propiciar una adecuada cobertura.

DECIMOSÉPTIMO. Que la opinión técnica de la Comisión, en observancia de los criterios de evaluación establecidos en el artículo 60 del Reglamento, tomó en cuenta los siguientes puntos:

- I. Efectos de interconexiones.
 - A. El efecto de las interconexiones en función de la demanda por nuevas rutas.
- II. Beneficios sistémicos.
 - A. En el caso de ductos de carácter social, estos deberán considerar lo que en su momento determine la SENER y la SHCP.
- III. Confiabilidad, tamaño, capacidad y riesgos.
 - A. Los proyectos se deben dimensionar y asignar mediante temporadas abiertas, conforme a las disposiciones vigentes para garantizar el acceso a la infraestructura y propiciar más alternativas de suministro al mercado, siendo aplicable también para interconexiones.
 - B. Los usuarios que quieran hacer interconexiones o nuevos proyectos y no cuenten con una parte o la totalidad de la capacidad en el Sistrangas podrán: (i) buscar la capacidad en el mercado secundario o (ii) solicitar una expansión al CENAGAS, mismo que



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

deberá llevar a cabo una Temporada Abierta o en ausencia de interesados, establecer un acuerdo de inversión con el solicitante.

- C. En el caso de ductos de carácter social, estos deberán plantearse en función de lo que en su momento determine la SENER y la SHCP.

IV. Efectos de tarifas incrementales o sistémicas.

- A. Las licitaciones, para aquellos ductos que se pretendan integrar, se deben desarrollar mediante procesos competitivos que faciliten la obtención al menor costo.

V. Viabilidad técnica y económica.

- A. La viabilidad técnica deberá analizarse en función de los resultados de la temporada abierta.
- B. La reserva de capacidad que en su caso realice el CENAGAS deberá ser por la cantidad y plazo que sea consistente con la demanda (back-to-back), o en el caso de ductos de carácter social con el presupuesto que determine la SHCP. Lo anterior para minimizar la exposición del CENAGAS y facilitar su viabilidad económica de largo plazo.

VI. Cambios en el riesgo comercial a una operación integrada.

- A. La reserva de capacidad que en su caso realice el CENAGAS deberá ser por la cantidad y plazo que sea consistente con la demanda (back-to-back), o en el caso de ductos de carácter social con el presupuesto que determine la SHCP. Lo anterior para minimizar la exposición del CENAGAS y facilitar su viabilidad económica de largo plazo.

VII. Congruencia con la política pública

- A. Garantizar el acceso abierto efectivo en la reserva de capacidad en el Sistrangas.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDA

PRIMERO. Se emite opinión técnica respecto de la tercera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, propuesta por el Centro Nacional de Control del Gas Natural en los términos establecidos en los considerandos Decimosexto y Decimoséptimo del presente Acuerdo.

SEGUNDO. El Centro Nacional de Control del Gas Natural en desarrollo de los proyectos propuestos deberá tomar en cuenta al menos lo siguiente:

- I. Dimensionar los proyectos a través de temporadas abiertas, conforme a las disposiciones vigentes.
- II. Asignar el desarrollo de los proyectos, que pretendan integrarse, a través de procesos competitivos de mercado.
- III. Respalda la viabilidad económica de largo plazo de la infraestructura y minimizar la exposición al riesgo financiero mediante la asignación de capacidad en procesos de temporada abierta y mediante la celebración de contratos de servicios en base firme atendiendo a las necesidades de los usuarios en el mediano y largo plazo.

TERCERO. La Comisión Reguladora de Energía, sugiere que se considere lo siguiente:

- I. La propuesta de posponer la licitación del gasoducto Jáltipan-Salina Cruz requiere se considere el desarrollo de una temporada abierta y los plazos requeridos. Lo anterior a efecto de dimensionar adecuadamente la capacidad, así como identificar y programar el inicio de operaciones en función de las necesidades de demanda expuestas por los interesados participantes.
- II. Con respecto a la pertinencia de reconsiderar el desarrollo del ducto social Lázaro Cárdenas–Acapulco corresponderá a la Secretaría de Energía dicha determinación; no obstante, se sugiere robustecer el análisis llevando a cabo una temporada abierta que permita identificar el interés de terceros para reservar capacidad. Lo anterior con el fin de que la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público tengan conocimiento respecto a las necesidades de apoyo al financiamiento del proyecto y en su caso partes de los costos del mismos puedan ser financiadas por usuarios.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

- III. Se considera pertinente el desarrollo por parte de terceros a su cuenta y riesgo de los proyectos contenidos en la cartera indicativa. La posible participación del Centro Nacional de Control del Gas Natural en el desarrollo de estos proyectos indicativos será evaluada caso por caso por la Comisión Reguladora de Energía conforme a la justificación que para tal efecto presente el Centro Nacional de Control del Gas Natural.
- IV. Para el desarrollo de almacenamiento de gas natural se deberá considerar una implementación gradual y ordenada conforme a las necesidades del mercado y a la seguridad y confiabilidad que representa para el suministro, al área de influencia de los sitios potenciales a desarrollar y las adecuaciones necesarias de la infraestructura de transporte.
- V. Una propuesta de indicadores por parte del Centro Nacional de Control del Gas Natural con el objeto de crear un esquema que, permita jerarquizar los proyectos que constituyen la cartera de proyectos descritos en el considerando Undécimo como los que en el futuro se propongan en los siguientes planes y revisiones, así como una matriz de riesgos comerciales, operativos y de confiabilidad que facilite la toma de decisiones con un enfoque de mercado con el fin de permitir al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural ser competitivo frente a otra infraestructura.

CUARTO. Que para el caso de las alternativas planteadas para cubrir la demanda de la Península de Yucatán, y conforme a lo descrito en el considerando Decimocuarto, la Comisión Reguladora de Energía, coincide con la conclusión del análisis costo-beneficio del Centro Nacional de Control del Gas Natural. Por otro lado, la Comisión Reguladora de Energía analiza los proyectos tal y como están descritos y no se pronuncia sobre el potencial de la infraestructura presentada. En todo momento, el Centro Nacional de Control del Gas Natural deberá garantizar el acceso abierto efectivo por lo que deberá llevar a cabo una temporada abierta que permita identificar las necesidades de la región, y en su caso, dados los resultados de la misma, revalorar la factibilidad técnica y viabilidad económica de las alternativas, de conformidad con las disposiciones vigentes atendiendo a los principios de del mayor beneficio y menor costo y las políticas de seguridad de suministro que en su momento prevalezcan.

QUINTO. La Comisión Reguladora de Energía sugiere que el Centro Nacional de Control del Gas Natural, actuando como facilitador del encuentro de la oferta y la demanda de capacidad de transporte y almacenamiento, evalúe la factibilidad



de la actualización anual del ejercicio de consulta pública, y con ello la cartera de proyectos indicativos a incluir en el Plan Quinquenal de Expansión que corresponda y sus ajustes con el objetivo de detectar y atender la demanda adicional en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, incluyendo aquella presentada en el Sur del país. Asimismo, se sugiere que la última revisión del Plan Quinquenal de Expansión contenga una descripción precisa respecto a la habilidad del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural de suministrar la demanda de gas natural en las diferentes zonas del país en el plazo inmediato, mediano y largo en condiciones de confiabilidad adecuadas.

SEXTO. Que el Centro Nacional de Control del Gas Natural deberá contemplar en las subsecuentes revisiones, una estrategia para atender los diferentes cuellos de botella e infraestructura crítica del sistema, los cuales deberán ser reevaluados conforme a: (i) las obligaciones adquiridas en los contratos de reserva de capacidad del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural; (ii) los resultados del ejercicio de consulta pública que en su caso lleve a cabo, (iii) la información que derive de las solicitudes recibidas, así como de temporadas abiertas que efectúe, (iv) un resumen detallado respecto al estado que guarda el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural y su capacidad de suministrar la demanda, en el corto, mediano y largo plazo, (v) los escenarios de largo plazo de oferta y demanda que pudieran identificar cambios estructurales, así como sus implicaciones para el sistema, y (vi) la prospectiva de oferta disponible en la salida de las plantas de procesamiento, las refinerías, y los puntos de inyección de producto importado. Para el desarrollo de los proyectos que pretendan atender dichas necesidades, la estrategia deberá tomar en cuenta las consideraciones descritas en el punto de acuerdo Segundo de la presente.

SÉPTIMO. Que respecto a la confiabilidad en la prestación de los servicios del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, y en consistencia con la práctica internacional en donde el desarrollo de proyectos de transporte y almacenamiento se basa en las necesidades del mercado, el Centro Nacional de Control del Gas Natural deberá prever una cartera de proyectos indicativos, la cual deberá contener un indicador que permita valorar el nivel de confiabilidad que podría alcanzar el sistema. En este sentido, para el diseño y dimensionamiento de los proyectos que soliciten los usuarios para incrementar la confiabilidad del sistema, el Centro Nacional de Control del Gas



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Natural deberá contemplar la disposición a pagar de los dichos usuarios beneficiados.

OCTAVO. Que a más tardar dentro de los primeros 45 días hábiles, una vez notificado el presente Acuerdo, el Centro Nacional de Control del Gas Natural deberá entregar a la Comisión Reguladora de Energía una ratificación del cronograma de actividades propuesto conforme al Considerando Séptimo fracción III, incluyendo aquellas modificaciones que se consideren pertinentes. Lo anterior, deberá considerar la entrega de propuesta final para la cuarta revisión del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019, así como del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024 deberá estar integrada a más tardar en enero de 2019. Que el Centro Nacional de Control del Gas Natural deberá mantener en las subsecuentes revisiones las proyecciones de oferta y demanda de largo plazo con un horizonte de al menos 14 años, o en su caso, con un horizonte congruente con la información oficial disponible.

NOVENO. Notifíquese el presente Acuerdo al Centro Nacional de Control del Gas Natural y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de la Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en boulevard. Adolfo López Mateos 172, Col. Merced Gómez, Benito Juárez, C. P. 03930, Ciudad de México.

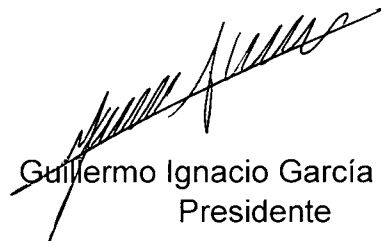
DÉCIMO. Notifíquese el presente Acuerdo a la Secretaría de Energía a través de la Subsecretaría de Hidrocarburos.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

UNDÉCIMO. Inscríbase el presente Acuerdo con el número **A/005/2018**, 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 4, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 15 de febrero de 2018



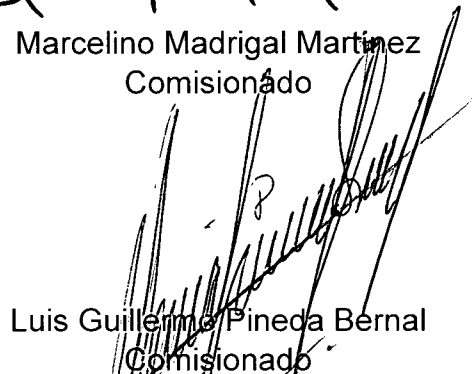
Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente



Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado



Neus Peniche Sala
Comisionada




Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado



Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada



Jesús Serrano Landeros
Comisionado



Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado



La integridad y autoría del presente documento electrónico se podrá comprobar a través de la liga que se encuentra debajo del QR.

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

<http://cre-boveda.azurewebsites.net/api/documento/8dc93ba2-6c7a-4266-ac9f-e9fa714f9bb7>