



Oficio No. COFEME/18/4327

ACUSE

**Asunto:** Solicitud de Ampliaciones y Correcciones al Análisis de Impacto Regulatorio del anteproyecto regulatorio denominado "Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los servicios de distribución de gas natural por medio de ductos."

Ref. 65/0039/061118

Ciudad de México, 14 de noviembre de 2018

Lic. Ingrid Gallo Montero  
Secretaria Ejecutiva  
Comisión Reguladora de Energía  
Presente

18 NOV 28 AM 11:03  
San Gneko  
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Se hace referencia a la propuesta regulatoria denominada, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los servicios de distribución de gas natural por medio de ductos, así como a su respectivo formulario de solicitud de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), ambos instrumentos remitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) el 5 de noviembre de 2018, y recibidos por la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) al día siguiente, de conformidad con el artículo 30 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (LFPA), a través del portal electrónico correspondiente<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> [www.cofemersimir.gob.mx](http://www.cofemersimir.gob.mx)

Al respecto, y con la finalidad de cumplir con el *ACUERDO que fija los lineamiento que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley de Federal de Procedimiento Administrativo (Acuerdo Presidencial)*, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el 8 de marzo de 2017, la CRE aludió en la sección relativa a la Calidad Regulatoria del formulario del AIR los supuestos previstos en el Artículo Tercero, fracciones II y V, del Acuerdo Presidencial, mismos que prevén lo siguiente:

*[...] Artículo Tercero. Las dependencias y organismos descentralizados, deberán abstenerse de emitir actos administrativos de carácter general con costos de cumplimiento para los particulares, excepto por aquellos que:*

*[...]*

*II. Con la expedición del acto administrativo de carácter general, la dependencia u organismo descentralizado cumpla con una obligación establecida en ley, así como en reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el Titular del Ejecutivo Federal;*

*[...]*

*V. Los beneficios aportados por el acto administrativo de carácter general, en términos de competitividad y funcionamiento eficiente de los mercados, entre otros, sean superiores a los costos de su cumplimiento por parte de los particulares, o*

*[...]"*

En virtud de lo anterior, la CRE incluyó la siguiente información para justificar los preceptos aludidos del Acuerdo Presidencial:

De la fracción II:

*"De conformidad con los artículos 81, fracción I, inciso c), y 82, párrafo primero de la Ley de Hidrocarburos (LH), corresponde a la Comisión Reguladora de Energía: I. Regular y supervisar la distribución de gas natural; y II. Expedir disposiciones de aplicación general*

2

*para la regulación de las actividades a que se refiere la LH, en el ámbito de su competencia, incluyendo los términos y condiciones a los que deberán sujetarse la prestación de los servicios. Por su parte, de conformidad con el artículo 72 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, la Comisión expedirá las disposiciones administrativas de carácter general que contendrán lo siguiente: I. Los criterios a los que deberán sujetarse los distribuidores respecto de la obligación de dar acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a sus instalaciones y servicios, (...) y la implementación de boletines electrónicos, en los términos establecidos en el Capítulo IV del Título Tercero de la Ley; y II. El tipo de contratación de los servicios para el uso de la capacidad de los Sistemas que mejor se adapte a las características de la actividad permitida y la estructura del mercado respectivo, [...].”*

A partir de la información incluida, la CONAMER considera que esa Comisión cuenta con la atribución expresa prevista en la Ley de Hidrocarburos (LH) para emitir el tema de las Disposiciones Administrativas Generales propuestas, con lo que se da cabal cumplimiento al supuesto aludido del Artículo Tercero.

Asimismo, para justificar la fracción V del Acuerdo Presidencial, ese Órgano Regulatorio incluyó la siguiente información:

*“Por otro lado, mediante el análisis de costo-beneficio efectuado para medir el impacto regulatorio de las DACG en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los servicios de distribución de gas natural por medio de ductos, se concluyó que su emisión generará beneficios económicos debido a que reduce costos de cumplimiento regulatorio, incentiva una mayor sustitución de gas licuado del petróleo (GLP) por gas natural (GN) en el sector industrial y residencial, promueve la inversión en infraestructura y permite ahorros para los agentes económicos al transportar el gas natural por ducto. En este sentido, el beneficio neto anual para el sector se estima en \$27,759 millones de pesos en el escenario*

*más conservador, lo que representa beneficios notoriamente superiores a sus costos en términos de la competitividad y eficiencia de los mercados que se promueven”.*

Al respecto, la CONAMER toma nota de la información incluida, no obstante considera necesario precisar que para justificar la fracción V, del Artículo Tercero, la Dependencia u Organismo Regulador debe describir en esta sección del formulario del AIR todos los costos económicos de cumplimiento que emanan del anteproyecto regulatorio y contrastarlos con los beneficios, en este sentido se observa que esa Comisión sólo indico éstos últimos, esto se indica con la finalidad de que la CRE lo lleve a cabo para la elaboración de futuros AIR cuando elija el supuesto de la fracción V.

No obstante la precisión anterior, y toda vez que la CRE cumplió con uno de los dos supuestos aludidos del Artículo Tercero del Acuerdo Presidencial, el anteproyecto y su AIR se sujetan al procedimiento de mejora regulatoria previsto en el Título Tercero, Capítulo III, de la Ley General de Mejora Regulatoria (LGMR), publicada en el DOF el 18 de mayo de 2018, así como en el Acuerdo por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio publicado el 26 de julio de 2010 (publicado en el DOF el 16 de noviembre de 2012), y con lo estipulado en los Transitorios Séptimo y Décimo de la LGMR, con base en lo cual la CONMAER tiene a bien solicitar las siguientes:

## AMPLIACIONES Y CORRECCIONES

### *I. Consideraciones respecto al requerimiento de simplificación regulatoria*

En relación con los requerimientos de simplificación regulatoria previstos en el artículo 78 de la LGMR y en el artículo Quinto del Acuerdo Presidencial, la CRE anexó un documento denominado: *Acuerdo Presidencial.doc*, en el que plantea el siguiente análisis:

*“El Acuerdo objeto de la presente MIR genera costos de cumplimiento para los particulares, por dos conceptos:*

a) *La implementación de un boletín electrónico.*

*La disposición 17 de las DACG emitidas mediante el Acuerdo objeto de la presente MIR implica la implementación de un boletín electrónico, con los contenidos mínimos establecidos en dicha disposición. Derivado de lo anterior, se estima que el costo de cumplimiento para los particulares corresponde a que deberán diseñar la plataforma, reunir y publicar la información correspondiente. En virtud de esto, se tiene el siguiente costo:*

- a. *Descripción. – Designar a una persona responsable de la implementación del boletín electrónico.*
- b. *Cuantificación. – Monto del pago a un trabajador por el tiempo estimado en horas que tarda en crear el boletín electrónico y publicar la información correspondiente.*
- c. *Tiempo estimado (horas). – 1,920 horas por única ocasión.*
- d. *Costo de papelería (pesos). – No aplica.*
- e. *Costo estimado (pesos). – Tomando como referencia el salario de un trabajador relacionado con las industrias extractivas de \$560.17 diarios, el salario por hora es de \$70.02125, asumiendo una jornada de 8 horas. Por lo tanto, el costo administrativo expresado en pesos sería de \$134,440.8 por distribuidor.*

El costo administrativo total generado por los 50 permisos de distribución de gas natural otorgados por la Comisión sería de \$6,722,040 por única ocasión.

- b) *El trámite consistente en la presentación de una solicitud de solución de controversia ante la Comisión.*

*La disposición 26 del proyecto de DACG contenido como Anexo Único del Acuerdo objeto de la presente MIR establece la posibilidad de solicitar la intervención de la Comisión en caso de que se presenten controversias entre el Usuario o Usuario Final y el Distribuidor. Se considera que en promedio cada permisionario podría presentar una solicitud de solución de controversia ante la Comisión durante los próximos 15 años (2019-2033), que se considera como horizonte temporal de este análisis. Derivado de lo anterior, se estima que el costo de cumplimiento para los particulares corresponde a que deberán recopilar y presentar la documentación y evidencia necesaria ante la Comisión. En virtud de esto, se tiene el siguiente costo:*

- a. *Descripción. – Designar a una persona responsable de la recopilación y presentación de documentación ante la Comisión.*
- b. *Cuantificación. – Monto del pago a un trabajador por el tiempo estimado en horas que tarda en recopilar y presentar la documentación necesaria ante la Comisión.*
- c. *Tiempo estimado (horas). – 240 horas por única ocasión.*
- d. *Costo de papelería (pesos). – 500 pesos por impresión de documentos.*
- e. *Costo estimado (pesos). – Tomando como referencia el salario de un trabajador relacionado con las industrias extractivas de \$560.17 diarios, el salario por hora es de \$70.02125, asumiendo una jornada de 8 horas. Por lo tanto, el costo por salario expresado en pesos sería de \$16,805.1, más \$500 correspondientes a gastos de papelería, implica un costo de \$17,305.1 por distribuidor. El costo administrativo total generado por los 50 permisos de distribución de gas natural otorgados por la Comisión sería de \$865,255.*

Derivado de la estimación de costos de cumplimiento que se generan de forma agregada en la regulación, se tiene un total de **\$7,587,295 pesos**.

l

## II. Costo de cumplimiento a eliminar

- *Mediante la emisión de las DACG a través del Acuerdo objeto de la presente MIR, se abrogan las disposiciones administrativas de carácter general en materia de protección a los usuarios finales de bajo consumo, emitidas mediante la resolución RES/995/2015 (DACG de UFBC), con lo cual se eliminan las siguientes obligaciones:*

- a) Se elimina la obligación de presentar, para aprobación de la Comisión el modelo de contrato para prestar el servicio a usuarios finales de bajo consumo, establecida en la disposición 4 de las DACG de UFBC.*

*Dicha obligación actualmente representa un costo para los permisionarios que se puede estimar mediante las horas que un trabajador dedica a presentar el modelo de contrato ante la Comisión. En virtud de esto, se tiene el siguiente costo:*

- a. Descripción. – Designar a una persona responsable de presentar el modelo de contrato a la Comisión, así como atender los comentarios derivados de la revisión de la Comisión.*
  - b. Cuantificación. – Monto del pago a un trabajador por el tiempo estimado en horas que tarda en presentar el modelo de contrato ante la Comisión.*
  - c. Tiempo estimado (horas). – 480 horas por única ocasión.*
  - d. Costo de papelería (pesos). – No aplica.*
  - e. Costo estimado (pesos). – Tomando como referencia el salario por hora de un trabajador relacionado con las industrias extractivas de \$70.02125 referido anteriormente, el costo de la obligación expresado en pesos sería de \$33,610.2 por distribuidor. El costo administrativo total generado por los 50 permisos de distribución de gas natural otorgados por la Comisión sería de \$1,680,510.*
- b) Se elimina la obligación de presentar, para aprobación de la Comisión el modelo de factura aplicable a usuarios finales de bajo consumo, establecida en la disposición 11 de las DACG de UFBC.*

l



*Dicha obligación actualmente representa un costo para los permisionarios que se puede estimar mediante las horas que un trabajador dedica a elaborar y presentar el modelo de factura ante la Comisión. En virtud de esto, se tiene el siguiente costo:*

- a. *Descripción.* – Designar a una persona responsable de elaborar y presentar el modelo de factura a la Comisión, así como atender los comentarios derivados de la revisión de la Comisión.
  - b. *Cuantificación.* – Monto del pago a un trabajador por el tiempo estimado en horas que tarda en elaborar y presentar el modelo de factura ante la Comisión.
  - c. *Tiempo estimado (horas).* – 16 horas por única ocasión.
  - d. *Costo de papelería (pesos).* – No aplica.
  - a. *Costo estimado (pesos).* – Tomando como referencia el salario por hora de un trabajador relacionado con las industrias extractivas de \$70.02125 referido anteriormente, el costo de la obligación expresado en pesos sería de \$1,120.34 por distribuidor. El costo administrativo total generado por los 50 permisos de distribución de gas natural otorgados por la Comisión sería de \$56,017.
- c) *Se elimina la obligación de presentar a la Comisión estadísticas trimestrales sobre el registro cronológico de quejas, establecida en la disposición 15 de las DACG de UFBC.*

*Dicha obligación actualmente representa un costo para los permisionarios que se puede estimar mediante las horas que un trabajador dedica a elaborar y presentar las estadísticas trimestrales sobre el registro cronológico de quejas ante la Comisión. En virtud de esto, se tiene el siguiente costo:*

- a. *Descripción.* – Designar a una persona responsable de elaborar y presentar las estadísticas trimestrales sobre el registro cronológico de quejas ante la Comisión.
- b. *Cuantificación.* – Monto del pago a un trabajador por el tiempo estimado en horas que tarda en elaborar y presentar las estadísticas trimestrales sobre el registro cronológico de quejas ante la Comisión.

- c. *Tiempo estimado (horas). – 16 horas trimestrales, para un total de 64 horas al año, y 960 horas durante los 15 años que constituyen el horizonte temporal de este análisis.*
  - d. *Costo de papelería (pesos). –No aplica.*
  - e. *Costo estimado (pesos). – Tomando como referencia el salario por hora de un trabajador relacionado con las industrias extractivas de \$70.02125 referido anteriormente, el costo de la obligación expresado en pesos sería de \$67,220.4 por distribuidor. El costo administrativo total generado por los 50 permisos de distribución de gas natural otorgados por la Comisión sería de \$3,361,020.*
- *Por otro lado, el Acuerdo tiene como anexo un modelo de Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio (TCPS), el cual los permisionarios únicamente tendrán que adecuar conforme a sus plazos, de tal manera que se elimina la obligación de presentar a la Comisión los TCPS para su aprobación, establecida en la disposición cuarta de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los requisitos para la presentación de solicitudes para la obtención de permisos de transporte, almacenamiento, distribución, licuefacción, regasificación, compresión, descompresión, expendio al público y gestión de sistemas integrados de gas natural.*

*Considerando que un trabajador en promedio se tardaba 180 días en elaborar TCPS y que con la adecuación a un modelo se estima que sólo serán necesarios 15 días para su elaboración, se logra un ahorro en términos del costo por el salario del trabajador de la siguiente manera:*

- a. *Descripción. – Designar a una persona responsable de elaborar y presentar ante la Comisión una propuesta de TCPS, así como atender los comentarios derivados de la revisión de la Comisión.*
- b. *Cuantificación. – Monto del pago a un trabajador por el tiempo estimado en horas que tarda en elaborar y presentar ante la Comisión una propuesta de TCPS.*
- c. *Tiempo estimado (horas). – 1320 horas, por única ocasión.*
- d. *Costo de papelería (pesos). –No aplica.*
- e. *Costo estimado (pesos). – Tomando como referencia el salario por hora de un trabajador relacionado con las industrias extractivas de \$70.02125 referido anteriormente, el costo de la obligación expresado*

l

en pesos sería de \$92,428.05 por distribuidor. El costo administrativo total generado por los 50 permisos de distribución de gas natural otorgados por la Comisión sería de \$4,621,402.5.

Por lo anterior, el total de los costos a eliminar mediante las DACG que se emiten mediante el Acuerdo objeto de la presente MIR, es de \$9,718,949.5

Considerando la información anterior, los costos netos de cumplimiento hacia los particulares se ven disminuidos, en los siguientes términos:

Tabla 1. Disminución en costos de cumplimiento (pesos)

<b>Costos generados</b>	
Boletín Electrónico	\$...6,722,040.0
Solución de Controversias	\$...840,255.0
<b>Total</b>	<b>\$...7,562,295.0</b>
■	
<b>Costos a eliminar</b>	
Aprobación del modelo de contrato	\$...1,680,510.0
Aprobación del modelo de factura	\$...56,017.0
Estadísticas trimestrales quejas	\$...3,361,020.0
TCPs	\$...4,621,402.5
<b>Total</b>	<b>\$...9,718,949.5</b>
■	
<b>Disminución en costos de cumplimiento</b>	<b>\$...2,156,654.5</b>

Al respecto esta Comisión toma nota de la información vertida, no obstante observa que la CRE incluyó diversas acciones regulatorias en la sección correspondiente del formulario del AIR mismas que no fueron estimadas económicamente como parte de los costos que derivan de la propuesta regulatoria; asimismo, este Órgano Desconcentrado identificó otras acciones regulatorias y trámites que los sujetos obligados deberán cumplir y por ende implican costos de cumplimiento, derivado de lo cual esta Comisión considera necesario que la CRE realice la estimación económica correspondiente comparada con las acciones que pretende simplificar, así determinar si se cumple o no, con el Acuerdo Presidencial.

Los trámites y acciones regulatorias identificados por la CONAMER se enuncian de manera enunciativa más no limitativa, a saber:

**A. Trámites identificados:**

- 2.3. Los Sistemas podrán estar conectados, en su caso, a instalaciones para la compresión de Gas Natural, la descompresión de Gas Natural comprimido o la regasificación de Gas Natural licuado; tales instalaciones no formarán parte del Sistema. La operación de las instalaciones referidas requerirá del otorgamiento de un permiso específico para dicha actividad, es decir, adicional al permiso de Distribución.
- 5.4.7... Cuando el Usuario y/o Usuario Final considere que se le dio un trato indebidamente discriminatorio podrá solicitar la intervención de la Comisión, mediante un escrito libre, de conformidad con la Disposición 25 de las presentes DACG.
- 8.1. Los Distribuidores deberán solicitar, a través de la oficialía de partes electrónica de la Comisión, la autorización de la modificación del permiso en cualquiera de las circunstancias que no constituyan una actualización de conformidad con lo establecido en la Disposición 8.2 siguiente.
- 8.2. Se considerarán como una actualización de permiso los siguientes casos:
- I. Los supuestos establecidos en el Acuerdo A/043/2016 por el que la Comisión establece los supuestos que constituyen una actualización de permiso, o el instrumento que lo modifique o sustituya.
  - II. Todas las extensiones de la red de una presión igual o inferior a 21 kg/cm<sup>2</sup> que sean construidas y puestas en operación, siempre y cuando pertenezcan al sistema continuo.

**B. Acciones regulatorias identificadas:**

De las Disposiciones Generales:

- 5.1.5. Apegarse y cumplir con el modelo de Términos y Condiciones anexo a las presentes DACG.

l

- 5.1.9. Mantener, en todos los casos, una contabilidad separada para las actividades permisionadas y reguladas respecto de otras que lleven a cabo, de tal forma que para cada una de ellas sea posible identificar los ingresos, los costos y gastos.
- 5.1.11. Entregar las mediciones a los Comercializadores, para fines de facturación, en los tiempos establecidos en los Contratos de servicio, así como a los transportistas, en su caso, de conformidad con los acuerdos de balance operativo que se celebren entre las partes.
- 5.1.12. Los Distribuidores deberán reservar capacidad en el sistema de transporte para suministrar Gas Natural a sus Usuarios Finales de Bajo Consumo.
- 5.1.13. Aplicar el conjunto de tarifas máximas y otros cargos de conformidad con la estructura y los grupos tarifarios aprobados por la Comisión.

De 5.2 Obligaciones de prestación del servicio:

- 5.2.3. Contar con un servicio permanente de recepción y atención de quejas y reportes de emergencia y fugas.
- 5.2.4. Contar con un protocolo de atención a las quejas y emergencias presentadas por los Usuarios y Usuarios Finales ante el Distribuidor y el Comercializador, a fin de dar una respuesta oportuna y expedita.
- 5.2.9. Brindar el servicio de odorización del Gas Natural, cuando el gas inyectado por el Usuario o Usuario Final no se encuentre odorizado. El costo de este servicio se verá reflejado en la tarifa correspondiente.

De 5.4. Obligaciones de Acceso Abierto:

- 5.4.7. En caso de que un Distribuidor niegue el servicio a cualquier Usuario o Usuario Final, deberá justificar, en un plazo no mayor a diez (10) días hábiles, al Usuario o Usuario

Final las razones por las cuales se le niega el servicio, a través de los medios de comunicación establecidos en los Términos y Condiciones.

De 6 De los Usuarios.

- 6.2.2. En el caso de que un Comercializador decida terminar de prestar sus servicios deberá dar aviso de ello al Distribuidor mediante un escrito libre, y a sus clientes mediante la factura correspondiente, por lo menos 6 (seis) meses antes de la fecha prevista de terminación. Para estos casos, el Distribuidor deberá verificar que el Comercializador esté al corriente en sus pagos.

De 7 Procedimiento para el cambio de Comercializador.

- 7.2. Todo Comercializador deberá poner a disposición del público, a través de los medios que disponga, el formato de solicitud de cambio de Comercializador conforme al modelo que se integra como anexo II a las presentes DACG, mismo que deberá ser diligenciado por los Usuarios o Usuarios Finales para tales efectos, y que constituirá la aprobación expresa del cambio de Comercializador por parte del Usuario Final.
- 7.3. El nuevo Comercializador será el encargado de entregar al Comercializador que presta el servicio, el formato debidamente diligenciado por el Usuario Final, así como gestionar los procedimientos operativos que resulten aplicables para el cambio de Comercializador, con al menos 30 (treinta) días hábiles de anticipación a la última fecha de corte de facturación al Comercializador que le presta el servicio.

Como ya se indicó la CONAMER sólo cita algunos de los numerales del anteproyecto que cumplen con los criterios de costos de cumplimiento previstos por esta Comisión mediante el *Anexo Único del Acuerdo por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre*

l

*anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio (en adelante Anexo), publicado en el DOF el día 26 de julio de 2010, los cuales se describen a continuación:*

- I. Crea nuevas obligaciones para los particulares o hace más estrictas las obligaciones existentes; (énfasis añadido)
- II. Crea o modifica trámites (excepto cuando la modificación simplifica y facilita el cumplimiento del particular); (énfasis añadido)
- III. Reduce o restringe derechos o prestaciones para los particulares, o
- IV. Establece definiciones, clasificaciones, caracterizaciones o cualquier otro término de referencia, que conjuntamente con otra disposición en vigor o con una disposición futura, afecten o puedan afectar los derechos, obligaciones, prestaciones o trámites de los particulares.

Con base en lo anterior, la CRE deberá incluir en su estimación económica para atender el Acuerdo Presidencial para cada una de las disposiciones de la propuesta regulatoria que cumplan con los criterios arriba mencionados.

## II. *Consideraciones respecto del AIR*

### 1. *Objetivos regulatorios y problemática*

Para responder sobre la problemática que da origen a la emisión del anteproyecto, la CRE señala en el formulario del AIR, lo siguiente:

*“El Decreto de Reforma Energética que dio origen a la expedición de la LH y de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), establece particularidades regulatorias que buscan propiciar el desarrollo del sector de gas natural a través de regular y garantizar el acceso abierto en la prestación de los servicios. Para tal efecto, el artículo Décimo Transitorio del Decreto de Reforma Energética, inciso c, asigna a la Comisión Reguladora de Energía (Comisión), entre otras atribuciones, la de establecer la regulación y el otorgamiento de*

*permisos para el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos. En congruencia con lo anterior, la LH en su Título Tercero, hace referencia a las atribuciones de la Comisión en materia de distribución de gas natural, mismas que se señalan a continuación: I. El artículo 48, fracción II, establece que, entre otras, las actividades de distribución y comercialización requerirán el otorgamiento de permiso expedido por la Comisión. II. El artículo 70, tercer párrafo, faculta a la Comisión para expedir las disposiciones de carácter general a que se deberá sujetar la prestación de los servicios de distribución, entre otras, bajo el principio de acceso abierto. Para los efectos anteriores, el mismo artículo en sus párrafos primero, segundo y cuarto, establece la obligación de los permisionarios respecto de dar acceso abierto no indebidamente discriminatorio a sus instalaciones y servicios, sujeto a disponibilidad de capacidad no contratada en sus sistemas, misma que los permisionarios deberán publicar mediante boletines electrónicos. III. El artículo 81, fracción I, incisos c y e, establecen que corresponde a la Comisión, sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), regular y supervisar la distribución, comercialización y expendio al público de gas natural. IV. El artículo 82, párrafo primero, señala que la Comisión expedirá disposiciones de aplicación general para la regulación de las actividades a que se refiere dicho ordenamiento jurídico, en el ámbito de su competencia, incluyendo los términos y condiciones a los que deberán sujetarse la prestación de los servicios, al igual que la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables, entre otros y. V. El artículo 83, párrafo primero, prevé que la Comisión establecerá las disposiciones a las que deberán sujetarse, entre otros, los permisionarios de distribución y comercialización de Hidrocarburos, así como los usuarios de dichos productos y servicios con objeto de promover el desarrollo eficiente de mercados competitivos en estos sectores. Como complemento a lo señalado en la LH en materia de acceso abierto, el Reglamento establece lo siguiente: I. El artículo 75 establece la obligación de los permisionarios de permitir la interconexión de usuarios y otros permisionarios a sus sistemas. II. El artículo 72 establece que la Comisión expedirá las disposiciones administrativas de carácter general que contengan los criterios a los que deberán ajustarse los permisionarios respecto de la obligación de dar acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a sus instalaciones y servicios, así como de la implementación de boletines electrónicos. III. Los artículos 68 al 70 establecen las*

l

*características mínimas a considerar en la regulación relativa a los términos y condiciones para la prestación de los servicios. Adicionalmente, resultan necesarias disposiciones que, de conformidad con el artículo 42 de la LORCME, protejan los intereses de todos los usuarios, propicien una adecuada cobertura nacional y atiendan a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios. Es así como las reglas que se pretenden establecer en este instrumento regulatorio buscan también esclarecer y dar certeza en la prestación de los servicios de comercialización del gas natural a los Usuarios Finales de Bajo Consumo (UFBC), así como cumplir con lo mandado por la regulación vigente.”*

En este contexto, el Anexo del Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio, en su numeral 2 del apartado I, relativo al procedimiento de MIR de impacto moderado, establece que para describir la problemática o situación que da origen a la intervención gubernamental lo siguiente:

*“Es de suma importancia que la problemática o situación que motiva el anteproyecto se defina correctamente y se presente evidencia de su existencia y magnitud. Debe incluirse una justificación detallada de las razones por las que se considera que se requieren acciones regulatorias concretas por parte del gobierno federal para poder resolver el problema antes descrito. Lo anterior implica señalar los motivos por los que, en la ausencia de una regulación como la propuesta, la problemática o situación no se corregiría por sí misma” (Énfasis añadido).*

En virtud de lo anterior, la CONAMER solicita a la CRE justifique y presente evidencia de los motivos que derivan la emisión del anteproyecto, y justifique detalladamente las razones por las que considera que se requieren las acciones regulatorias propuestas, los motivos de las mismas, así como la problemática o situación que no se corregiría por sí misma, ello independientemente de las atribuciones que le otorgan el marco jurídico en la materia.

## 2. Carga administrativa

En el numeral 6 del formulario del AIR en el que se solicita que la Dependencia u Organismo Descentralizado indique si la regulación propuesta crea, modifica o elimina trámites, la CRE como ya se indicó sólo identifica un único trámite, no obstante como ya se indicó en el presente oficio la CONAMER identificó en el contenido del anteproyecto algunos numerales que encuadran con la definición de trámite prevista en el artículo 3 de la LGMR, en consecuencia esa Comisión deberá indicarlos en el formulario del AIR con los elementos establecidos en el artículo 46 de ese precepto legal.

## 3. Análisis Costo-Beneficio de la propuesta regulatoria.

Para atender esta sección del formulario del AIR, la CRE incluye un documento anexo en el formulario del AIR mediante el cual identifica los elementos económicos de los costos y beneficios que representa la emisión del anteproyecto, respecto del cual se destaca lo siguiente:

De los costos (retomados de la información del Acuerdo Presidencial)

Costos generados	
Boletín Electrónico	\$ 6,722,040.00
Solución de Controversias	\$ 840,255.00
<b>Total</b>	<b>\$ 7,562,295.00</b>

Para los beneficios la CRE plantea tres escenarios de incremento en la inversión con la emisión del instrumento regulatorio, los que describe de la siguiente manera:

*Hay dos formas principales de transportar gas natural de los centros productores al mercado de consumo, por gasoductos o en forma de Gas Natural Licuado (GNL). Debido a que el GNL es procesado y transportado en forma líquida, puede ofrecer una mayor flexibilidad permitiendo que los cargamentos de gas natural sean llevados y entregados donde la necesidad sea mayor y los términos*

*comerciales sean más competitivos, de acuerdo con el documento ¿Qué es el Gas Natural? Procesamiento, Almacenamiento y Transporte<sup>2</sup>.*

**Escenario 1: Comparación del transporte de ductos y semirremolque.**

*El costo de transportar la demanda esperada para el periodo de 2019-2033 mediante ductos sería de \$212,474 millones de pesos (mmdp), mientras que el realizado por semirremolque serían \$17,607,105 mmdp.*

$$CT_{\text{Ducto}}^{2019-2033} = \text{Volumen Total en GJ} * \text{Tarifa de transporte}$$
$$= 56,970,280,378 * 3.72956 = 212,474 \text{ millones de Pesos}$$

*Donde:*

*Volumen Total en GJ es el volumen estimado<sup>3</sup> de gas natural que se demandará en acumulado durante el periodo de 2019-2033 en GJ.*

*Tarifa de transporte es el estimado de la tarifa promedio nacional aplicable al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural por Km<sup>4</sup>.*

$$CT_{\text{Semirremolque}}^{2019-2033} = \text{Volumen Total en GJ} * \text{Tarifa de máxima servicio}$$
$$= 56,970,280,378 * 309.06 = 17,607,105 \text{ millones de Pesos}$$

*Donde:*

<sup>2</sup> [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/12459/Documento\\_Gas\\_Natural\\_2015.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/12459/Documento_Gas_Natural_2015.pdf)

<sup>3</sup> La estimación se realizó considerando los valores del cuadro 3.7 de la Prospectiva de Gas Natural 2017-2031, mismos que fueron convertidos a GJ. Para el año 2032 y 2033 se usó una tasa marginal de crecimiento del 1.6%, misma que aparece en el cuadro referido.

<sup>4</sup> La estimación se realizó con base en la RES/1645/2018, mediante la cual la Comisión Reguladora de Energía aprobó las tarifas del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (Sistrangás) aplicables para el periodo 1 de agosto al 31 de diciembre de 2018. El cálculo de la tarifa nacional, es el promedio de la tarifa en base firme de las 9 zonas del Sistrangás.

l

*Tarifa máxima de servicio: es la tarifa máxima aplicable para la prestación del servicio de transporte de gas natural por medio de semirremolques, en Pesos/GJ<sup>5</sup>.*

*Con base en estas estimaciones se estima que los usuarios tendrían un ahorro de \$17,394,631 mmdp en el periodo 2019-2033 por usar el transporte por ducto en vez del transporte por ruedas. Si consideramos una sustitución de únicamente el 5%, el ahorro proporcional sería de \$869,732 millones de pesos.*

*Escenario 2: Comparación del transporte de ductos y carro-tanque.*

*El costo de transportar la demanda esperada para el periodo de 2019-2033 mediante ductos sería de 33,705 mmdp, mientras que el realizado por carro-tanque serían 339,881 mmdp.*

$$CT_{\text{Ducto}}^{2019-2033} = \text{Volumen Total en Toneladas} * \text{Tarifa de transporte} * DP$$
$$= 1,360,711,770 * 0.05677 * 436.3 = 33,705 \text{ millones de Pesos}$$

*Donde:*

*Volumen Total en Toneladas es el volumen estimado<sup>6</sup> de gas natural que se demandará en el periodo de 2019-2033 en Toneladas.*

*Tarifa de transporte es el estimado de la tarifa nacional aplicable al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural por Km<sup>7</sup>.*

*DP es la distancia promedio de transporte en Km que se calculó de la siguiente forma:*

<sup>5</sup> De conformidad con el permiso de transporte de gas natural por medio de semirremolques otorgado a NEOMEXICANA GNC por la Secretaría de Energía en 2012, la tarifa máxima aplicable para el servicio sería de 249.22 Pesos/GJ. El dato original (249.22 Pesos/GJ) fue ajustado a una tasa del 24.01% reportada por la calculadora de inflación de INEGI para el periodo diciembre 2012-julio 2018.

<sup>6</sup> La metodología aplicada fue idéntica a la usada en el apartado anterior para estimar el Volumen Total en GJ, en este caso, el volumen fue convertido a toneladas de petróleo crudo.

<sup>7</sup> El cálculo se realizó con base en la información presentada en la resolución RES/626/2014. El cálculo de la tarifa nacional por Km, es el promedio de la tarifa volumétrica por Km de cada sistema permissionado en función del requerimiento de ingresos aprobados y del volumen nacional que se conduciría en 2015, tomando la longitud de cada sistema que ha sido reportada por los permisionarios a la Comisión. El dato original (0.0506 Pesos/ton) fue ajustado a una tasa del 12.20% reportada por la calculadora de inflación de INEGI para el periodo diciembre 2015-julio 2018.

l

$$DP = \frac{CPB * TC * FC}{\text{Costo de transporte en carro - tanque}} = \frac{1.79 * 19.05 * 7.33}{0.57} = 436.3$$

*CPB es el costo promedio en dólares por trayecto de transportar un barril de petróleo crudo equivalente<sup>8</sup>.*

*TC es el tipo de cambio de pesos a dólar, se usa el valor promedio de cotización diaria durante enero-septiembre de 2018, el cual es de 19.05 pesos por dólar.*

*FC es el factor de conversión de barriles a toneladas métricas, que se señala en la Prospectiva de Gas Natural 2017-2031.*

*Costo de transporte en carro - tanque es el costo de transportar una Tonelada - Km de petrolíferos por ducto<sup>9</sup>.*

$$CT_{\text{carro-tanque}}^{2019-2033} = \text{Volumen Total en Toneladas} * \text{Costo de transporte en carro - tanque} * DP$$

$$= 1,360,711,770 * 0.57 * 436.3 = 339,881 \text{ millones de Pesos}$$

*Donde:*

*Costo de transporte en carro - tanque es el costo de transportar una tonelada por Km mediante carro-tanque.*

*DP es la distancia promedio de transporte en Km, con la misma metodología que arriba se menciona.*

*Con base en los resultados anteriores, existe un beneficio significativo de realizar el transporte por medio de ductos, ya que representan importantes ahorros para los agentes económicos. Se estima que los usuarios tendrían un ahorro de 306,175 mmdp en el periodo 2019-2033 por usar el transporte por ducto en vez del transporte por carro-tanque. Si consideramos una sustitución de únicamente el 5%, el ahorro proporcional sería de \$15,309 millones de pesos.*

<sup>8</sup> Fuente: Pemex Exploración y Producción "Costo de Transporte procedimiento de cálculo", Nov. 2014. El dato original (1.5 dólares) fue ajustado a una tasa del 14.59% reportada por la calculadora de inflación de INEGI para el periodo diciembre 2014-julio 2018.

<sup>9</sup> Este valor es la mejor aproximación del costo de transporte de gas natural nacional transportado por carro-tanque, gracias a la compatibilidad de las características que debe presentar el gas natural respecto a los petroquímicos. El dato original (0.48 Pesos/Ton-Km) fue ajustado a una tasa del 19.27% reportada por la calculadora de inflación de INEGI para el periodo diciembre 2013-julio 2018. La Estrategia Nacional de Energía 2013-2027 se encuentra en el siguiente Link:

[http://www.energia.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2013/ENE\\_2013-2027.pdf](http://www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/ENE_2013-2027.pdf)

<b>Estimación de Costos-Beneficios<sup>1</sup></b> <b>(Millones de pesos)<sup>2</sup></b>			
<b>Costos<sup>3</sup></b>	<b>Escenario 1<sup>4</sup></b>	<b>Escenario 2<sup>5</sup></b>	<b>Escenario 3<sup>6</sup></b>
...Implementación Boletín Electrónico (BE) <sup>7</sup>	6.7220 <sup>8</sup>	6.7220 <sup>8</sup>	6.7220 <sup>8</sup>
...Operación y Mantenimiento BE <sup>9</sup>	7.1702 <sup>8</sup>	7.1702 <sup>8</sup>	7.1702 <sup>8</sup>
...Solicitud de Solución de Controversia <sup>10</sup>	0.8653 <sup>8</sup>	0.8653 <sup>8</sup>	0.8653 <sup>8</sup>
<b>Beneficios<sup>11</sup></b>			
<b>Costos de cumplimiento a eliminar<sup>12</sup></b>			
Aprobación del Modelo de Contrato <sup>13</sup>	1.6805 <sup>8</sup>	1.6805 <sup>8</sup>	1.6805 <sup>8</sup>
Aprobación del Modelo de Factura <sup>14</sup>	0.0560 <sup>8</sup>	0.0560 <sup>8</sup>	0.0560 <sup>8</sup>
Estadísticas Trimestrales de Quejas <sup>15</sup>	3.3610 <sup>8</sup>	3.3610 <sup>8</sup>	3.3610 <sup>8</sup>
TCPs <sup>16</sup>	4.6214 <sup>8</sup>	4.6214 <sup>8</sup>	4.6214 <sup>8</sup>
<b>Otros Beneficios<sup>17</sup></b>			
Sustitución de GLP por GN en Sec. Industrial <sup>18</sup>	7,257 <sup>8</sup>	14,515 <sup>8</sup>	21,772 <sup>8</sup>
Sustitución de GLP por GN en Sec. Residencial <sup>19</sup>	19,301 <sup>8</sup>	38,603 <sup>8</sup>	57,904 <sup>8</sup>
Inversión en Infraestructura <sup>20</sup>	476,367 <sup>8</sup>	499,051 <sup>8</sup>	521,735 <sup>8</sup>
Sustituir transporte de semirremolque <sup>21</sup>	869,732 <sup>8</sup>	869,732 <sup>8</sup>	869,732 <sup>8</sup>
Sustituir transporte de carro-tanque <sup>22</sup>	15,309 <sup>8</sup>	15,309 <sup>8</sup>	15,309 <sup>8</sup>
<b>BENEFICIO (2019-2033)<sup>23</sup></b>	<b>1,387,881<sup>8</sup></b>	<b>1,437,203<sup>8</sup></b>	<b>1,468,446<sup>8</sup></b>
<b>BENEFICIO (anual)<sup>24</sup></b>	<b>27,759<sup>8</sup></b>	<b>28,744<sup>8</sup></b>	<b>29,729<sup>8</sup></b>

Finalmente la CRE indica que los beneficios del anteproyecto son significativamente mayores a los costos lo que resulta en un beneficio neto anual de \$27,759, \$28,744 y \$29,729 millones de pesos para los Escenarios 1, 2 y 3 respectivamente.

Al respecto la CONAMER toma nota de la información y elementos considerados para estimar los costos y beneficios que considera resultarían de la emisión del instrumento regulatorio, sin embargo y como ya indicó en la sección del cumplimiento del Acuerdo Presidencial es necesario que la CRE cuantifique todos los costos emanados por los trámites y acciones regulatorias que incluye el anteproyecto, incluso la CRE identificó acciones regulatorias en la sección del AIR correspondiente y no fueron cuantificadas en su análisis económico.

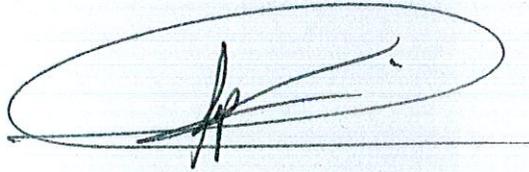
Por todo lo expresado con antelación, la CONAMER queda en espera de que la CRE realice las ampliaciones y correcciones solicitadas al AIR, de conformidad con los preceptos jurídicos aludidos, y para los efectos a los que se refiere el artículo 72, 73 y 78 de la LGMR, según corresponda y de conformidad con lo previsto en el Acuerdo Presidencial.

l

Lo anterior se comunica con fundamento en los preceptos legales invocados, en los artículos 25 fracción II, 27, 71, y Transitorios, Séptimo y Décimo de la LGMR; además del artículo 7, fracción IV, del Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria, así como los artículos Primero, fracción IV, y Segundo, del *Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los servidores públicos que se indican*, publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.

Sin más por el momento, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,



**GILBERTO LEPE SAENZ**

Director de Manifestaciones de Impacto Regulatorio