

24 de octubre de 2014

Respuesta al Dictamen Total (No Final) sobre el Anteproyecto denominado “Reglamento de la Ley de Hidrocarburos” emitido por la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER).**Antecedentes.- Nuevo modelo del sector hidrocarburos**

La Reforma Constitucional en materia de energía (La Reforma) constituye un paso rumbo a la modernización del sector energético de nuestro país, sin privatizar a Petróleos Mexicanos (Pemex) que se constituirá como una empresa productiva del Estado, 100% pública y mexicana. Esta acción fortalece la rectoría del Estado y reafirma la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo.

Con el fin de incrementar la capacidad de inversión del Estado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, la Reforma establece la posibilidad de que la Nación otorgue asignaciones o contratos a Pemex, e incorpora también la posibilidad de otorgar contratos a empresas privadas, por sí solas o en asociación con Pemex. Este cambio permitirá poner en producción yacimientos de hidrocarburos que en la actualidad se encuentran ociosos por falta de inversión, capacidad de ejecución y tecnología.

Otro de los beneficios esperados con la Reforma es alcanzar tasas de restitución de hidrocarburos al 100%. Es decir, que por cada barril de petróleo y cada molécula de gas que se extraiga, se tendrá un barril nuevo o una molécula lista para producir.

Por su parte, Pemex accederá a un mejor régimen fiscal. Podrá proponer a la Secretaría de Energía (SENER) la migración de sus asignaciones a contratos, mismos que contemplarán condiciones fiscales específicas y acordes con las características de cada campo petrolero. Como parte del proceso de migración de asignaciones, Pemex podrá asociarse con terceros a través de contratos, y con ello aumentar su capacidad de inversión, reducir su exposición al riesgo y asimilar nuevas tecnologías.

La Reforma establece que el Estado podrá utilizar, con el objetivo de obtener ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, contratos que serán: de servicios, de utilidad o producción compartida, y de licencia. En todos los casos, el Estado podrá elegir el tipo de contrato que más convenga al país, dependiendo de las características y ventajas de cada yacimiento.

Además del tipo de contrato, el Estado definirá la modalidad de contraprestación que desea obtener de los mismos atendiendo siempre a maximizar los ingresos de la Nación, para lograr el mayor beneficio de largo plazo para los mexicanos.

Con los nuevos contratos el Estado no tendrá que asumir todo el riesgo de invertir en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural, pues el riesgo recaerá en los operadores, sin embargo, la renta petrolera seguirá siendo 100% para la Nación. Por otro lado, los nuevos contratos permitirán multiplicar la capacidad de inversión en el sector, aumentándose la producción de petróleo y gas natural y, con ello, los ingresos

fiscales del Estado, lo que se traducirá en mayores recursos para invertir en educación, seguridad social e infraestructura.

Para asegurar la transparencia y el combate a la corrupción, las asignaciones y contratos tendrán mecanismos que garanticen la máxima transparencia en cuanto a su otorgamiento y operación. Además, podrán ser consultados en cualquier momento por los ciudadanos y estarán sujetos a un sistema de auditorías permanentes y de rendición de cuentas.

Por otro lado, se reconoce que reportar el interés económico de un contrato es un elemento que permite atraer un mayor flujo de inversión del sector privado en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural. En consecuencia, Pemex y los particulares podrán reportar a inversionistas y reguladores, así como al público en general, los proyectos que desarrollen en México y los beneficios que esperan obtener de los contratos.

Un aspecto relevante de la Reforma es que permite a los asignatarios y contratistas reportar los beneficios esperados, sin que esto signifique que serán propietarios de las reservas. De acuerdo con lo dispuesto en la Reforma, no es posible que el operador, público o privado, registre como suya la propiedad de los hidrocarburos que están en el subsuelo mexicano. Por el contrario, tanto en contratos, como en asignaciones, se debe afirmar expresamente que el petróleo y el gas natural que están en el subsuelo pertenecen únicamente a México y a los mexicanos.

Dada la relevancia que las actividades petroleras revisten para el desarrollo nacional, la Reforma Constitucional establece que todas las actividades de exploración y extracción de petróleo y de gas natural son de interés social y de orden público.

Por ello, se establece una convivencia ordenada entre las distintas actividades en la superficie, en la que el sector energético tendrá prioridad sobre otras actividades, incluyendo la minería. En caso de que actividades agrícolas u otras superficiales convivan con trabajos relacionados con los hidrocarburos, se podrá optar entre una contraprestación o una indemnización.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) será un órgano regulador coordinado, con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestal. La CNH estará integrada por siete comisionados, que serán nombrados a partir de una terna propuesta por el Presidente de la República, y ratificada por dos terceras partes del Senado de la República.

En cuanto al arreglo institucional, la Reforma mantiene a la SENER como cabeza de sector, mientras que fortalece al regulador para asegurar la correcta administración de los contratos.

| SENER | | CNH | |
|-------|---------------------------------|-----|----------------------------|
| i) | Definir la política energética; | i) | Asesorar técnicamente a la |
| ii) | Adjudicar asignaciones a | | SENER; |

| | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> iii) Pemex; Seleccionar las áreas que podrán ser objeto de contratos para la exploración y extracción de petróleo y gas natural; iv) Diseñar los lineamientos de los contratos; v) Diseñar los lineamientos técnicos y definir los criterios de precalificación que deberán observarse en el proceso de licitación; | <ul style="list-style-type: none"> ii) Recopilar la información geológica y operativa; iii) Autorizar los trabajos de reconocimiento y exploración superficial; iv) Emitir regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, entre otras funciones; v) Llevar a cabo y asignar las licitaciones de contratos de exploración y extracción de gas y petróleo, y vi) Suscribir y administrar los contratos de manera técnica. |
| SHCP | |
| <ul style="list-style-type: none"> i) Definir los términos fiscales de los contratos y de las licitaciones, mientras que la CNH es la responsable de adjudicar el contrato al ganador y administrarlo durante su ciclo de vida. | |

Consideraciones generales

La COFEMER considera que con el anteproyecto se fomenta la transparencia mediante un instrumento jurídico que brinde las bases para regular la participación de los sectores privado y público en estas actividades, y también se promuevan mayores beneficios que costos para la sociedad, al posibilitar la detonación de inversiones y el desarrollo de una industria que contribuirá a incrementar la oferta de hidrocarburos.

I. Problemática y objetivos generales

Objetivos

El Reglamento de la Ley de Hidrocarburos tiene por objeto reglamentar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, las disposiciones aplicables a la industria de hidrocarburos, el Consejo Consultivo para el Fomento y Desarrollo de la Industria Nacional y el Contenido Nacional.

Para la adjudicación de Contratos para Exploración y Extracción de Hidrocarburos, la CNH establecerá procesos de licitación competitivos, observando las mejores prácticas en materia de transparencia, además de promover la consecución de la eficiencia

económica. Asimismo, se establecerán criterios de precalificación para dar preferencia a los operadores que demuestren mayores y mejores capacidades.

Por su parte, la SENER estará a cargo del diseño del modelo contractual para cada proceso de licitación, en los que se promoverá la participación de empresas internacionales comprometidas con el desarrollo eficiente de los campos adjudicados. Por su parte, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) definirá las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de las licitaciones y de los Contratos de Exploración y Extracción.

Tanto la metodología para medir el contenido nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos como las estrategias de fomento a la industria y la inversión que emita la Secretaría de Economía (SE), buscarán fomentar la participación de empresas locales e impulsar el desarrollo de la industria y las cadenas de valor de nuestro país.

La SENER en conjunto con la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano, estará a cargo de verificar que la negociación entre contratistas y titulares para que la ocupación superficial se desarrolle en condiciones de equidad y que los titulares de los terrenos cuenten con la asesoría técnica necesaria, para lo cual se podrá sugerir la realización de avalúos.

Problemática

El sector petrolero mexicano enfrenta retos considerables y urgentes por atender, entre los que se encuentra la caída de la producción de petróleo y la necesidad de incrementar la inversión a nivel industria.

La declinación del yacimiento Cantarell marcó el fin de la era del petróleo de fácil acceso. A pesar de invertir más en exploración y extracción de petróleo y gas natural, la producción de petróleo pasó de 3.4 millones de barriles diarios en 2004 a 2.5 millones de barriles diarios en 2013.

En un futuro el petróleo provendrá de los llamados “recursos no convencionales”, que se encuentran en cuencas de lutitas y en aguas profundas. Aunque México cuenta con un considerable potencial de estos recursos, carece de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer estos hidrocarburos de forma competitiva.

El principal obstáculo para materializar plenamente el potencial de nuestro país en este tipo de yacimientos era el marco constitucional. Antes de la Reforma, la Constitución obligaba a Pemex a llevar a cabo, por sí solo, todas las actividades de la industria petrolera, sin importar las limitaciones financieras, operativas o tecnológicas a las que estuviera sujeto.

De acuerdo con estimaciones de Pemex, la industria nacional de exploración y extracción requeriría de aproximadamente 60 mil millones de dólares al año, dado el portafolio de inversión que se tiene identificado. Sin embargo, hoy Pemex sólo cuenta en su presupuesto anual con alrededor de 20 mil millones de dólares. Incluso un régimen fiscal más atractivo para Pemex sería insuficiente para desarrollar el portafolio identificado.

Con respecto al gas natural, en 1997 México era prácticamente autosuficiente, pues sólo importábamos 3% del consumo nacional. En la actualidad importamos 30% del gas natural que consumimos en el país. Mientras que la utilidad operativa por la producción de petróleo es de alrededor de 80 dólares por barril, la del gas natural apenas alcanza los 50 centavos de dólar por millón de BTU. Naturalmente, Pemex eligió durante muchos años el negocio que le resultaba más rentable; es decir, la exploración y producción de petróleo.

Una vez aprobada la Reforma y sus leyes secundarias, es necesario crear los reglamentos que permitan regular las actividades del nuevo sector hidrocarburos en México.

El Reglamento de la Ley de Hidrocarburos indica los procedimientos y los plazos relacionados con la adjudicación de asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos para que éstas se lleven a cabo de forma expedita. Además, establece los requisitos para el desarrollo de los procedimientos de licitación de contratos, proceso a través del cual todas las compañías interesadas en el desarrollo de recursos de hidrocarburos en nuestro país podrán concursar para obtener algún área para operar; permitiendo formar un mercado eficiente y competido, que dé preferencia a los operadores que demuestren mayores y mejores capacidades.

A este respecto, la COFEMER sugiere que se refuerce la información incluida en la problemática y los objetivos regulatorios que se pretenden alcanzar con la emisión del anteproyecto. En particular, sugiere:

- 1. Incluir datos precisos con los que se describa mejor las diferencias que han representado los precios de importación de hidrocarburos respecto de los costos de producirlo en México.**

Atención a la recomendación:

A este respecto, cabe resaltar que el primer gran problema del sector hidrocarburos en México es la caída en la producción de crudo, gas y de productos refinados, y por lo tanto, el objetivo primario que se busca con el presente anteproyecto es contribuir a la garantía de suministro de hidrocarburos y en segundo término, a que los precios de los hidrocarburos en México reflejen su costo de oportunidad, el cual está dado por los precios en mercados internacionales.

El planteamiento de esta Secretaría fue referido exclusivamente para el caso del gas natural, ya que en la actualidad aproximadamente el 30% del gas natural que se consume en el país es importado.

Debido a que Pemex era la única empresa que podía extraer los hidrocarburos del subsuelo, la producción nacional de gas natural decayó de forma significativa, debido a la baja utilidad operativa de su producción, en comparación con el petróleo crudo.

Como se puede observar en el siguiente cuadro, de 2007 a la fecha, el gas natural de producción nacional ha tenido un precio promedio por debajo del índice Henry Hub

utilizado para calcular el costo de oportunidad de vender el gas mexicano en la frontera con Texas.

Comparación entre el precio de importación y el precio promedio del gas natural de producción nacional

Dólares por millón de BTU ^{a/}

| | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014* |
|---|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Precio promedio del gas de producción nacional ^{b/} | 5.98 | 7.93 | 3.39 | 3.88 | 3.66 | 2.58 | 3.36 | 4.17 |
| Precio del gas natural Henry Hub ^{c/} | 6.97 | 8.86 | 3.94 | 4.37 | 4.00 | 2.75 | 3.73 | 4.59 |
| Diferencia | 0.99 | 0.93 | 0.55 | 0.49 | 0.34 | 0.17 | 0.37 | 0.42 |

Fuente: ^{a/} Tasa de cambio peso dólar considerada con base en el tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera (FIX), Banco de México.

Fuente: ^{b/} Precio promedio de transferencia de gas seco de campos de PEP a PGPB. Base de Datos Institucional de Petróleos Mexicanos.

Fuente: ^{c/} Precio anual del índice Henry Hub, U.S. Energy Information Administration.

* Promedio enero-septiembre de 2014.

Durante el periodo 2007-2013, la diferencia promedio entre ambos precios ha sido de 0.55 dólares por millón de BTU (USD/MMBTU). En tanto, a septiembre de 2014 esta diferencia ha sido de 0.42 USD/MMBTU, lo que representa que el precio del gas natural producido en México es 9.1% más bajo que el precio de referencia en el Sur de Texas.

2. De igual manera se sugiere proporcionar la evidencia del crecimiento de reservas de recursos convencionales y no convencionales, en caso de detonarse las inversiones y el potencial de estos recursos que podrían aprovecharse con el reglamento.

Atención a la recomendación:

En caso de que las inversiones esperadas con la publicación del presente anteproyecto no se detonaran, la incorporación de reservas de hidrocarburos continuaría un escenario inercial tal como el que prevalece hoy en día.

Anualmente, la CNH publica el Reporte de Reservas de Hidrocarburos. En su reporte más actual, la CNH informa que al 1 de enero de 2014, las estimaciones de reservas totales (3P) alcanzaron 42,158.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). De este volumen, 31.9% corresponden a reservas probadas, 27% a probables y 41.1% a reservas posibles.

Al 1 de enero de 2012 las estimaciones de dichas reservas fueron de 43,837.3 MMbpce, lo que significa que en 2 años éstas disminuyeron un 3.8%. Ello demuestra que el escenario inercial, en caso de no detonarse nuevas inversiones en exploración, representaría un descenso en las incorporaciones exploratorias.

II. Posibles alternativas a la regulación

En el numeral 6 del formulario de la MIR, en el que se solicita que la Dependencia describa la forma en que la problemática se encuentra regulada en otros países y/o las buenas prácticas internacionales en esa materia. La SENER refirió los casos de Colombia y Brasil respecto de la manera de administrar los recursos energéticos de esos países, y las principales funciones que ejercen en cuanto al diseño e implementación de políticas públicas en materia energética, además de distinguir en su justificación las atribuciones de los Ministerios de Minas y Energía de esos países, así como de las Agencias en las que se apoyan para llevarlas a cabo.

Asimismo, la SENER señaló que la experiencia de Colombia y Brasil fue considerada en los procesos de reforma del marco jurídico del sector hidrocarburos, incluido el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Si bien la SENER refiere los casos de Colombia y Brasil, al respecto la COFEMER recomienda lo siguiente:

1. Valorar la viabilidad de aportar información relativa a los beneficios de los modelos de asignación y contratos establecidos en esos países, y de qué

manera han contribuido a su desarrollo industrial y en consecuencia a su crecimiento económico.

Atención a la Recomendación:

En Colombia y Brasil prevalece un esquema de participación de la iniciativa privada en toda la cadena de valor del petróleo, desde las actividades de exploración y extracción hasta las de transformación y logística, similares al esquema planteado en la propuesta.

En el caso de Colombia, se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) que es una de las instituciones más importantes en Colombia dentro del sector dado que en representación del Estado firma y administra los contratos de exploración y explotación, convoca a licitación de áreas, recauda las regalías provenientes del sector petrolero, entre otras funciones.

Para el caso de Brasil los Contratos de Concesión para la Exploración, Desarrollo y Producción de petróleo y gas natural, se celebran entre la ANP y el operador del campo, denominado concesionario.

Estos modelos han permitido que las asignaciones y la formalización de contratos, se lleven bajo un marco de transparencia y legalidad.

Lo anterior, ha contribuido al desarrollo industrial y económico de los países en cuestión, como se puede observar para el caso de Brasil, quien en 1997 a partir de la reforma emprendida incrementó su producción a una tasa anual de 7.1% en el período 1997 – 2010 (de 841 a 2,055 miles de barriles diarios); mientras que en Colombia, con su reforma de 2003, logró aumentar su producción en 6.2% anual (de 541 a 990 miles de barriles diarios).

III. Impacto de la regulación

A. Análisis de cargas administrativas

En relación con el numeral 8, en el que se solicita que la Dependencia señale si la regulación propuesta, crea, modifica o elimina trámites, la SENER incluyó cinco trámites de nueva creación, los cuales brindan certidumbre a los sujetos regulados que gestionarán dichos trámites ante la autoridad.

En ese contexto y con relación al procedimiento de las visitas de verificación, la COFEMER recomienda que la SENER incluya en el formulario de la MIR, con la misma precisión con las que describió otras disposiciones con características de trámite, por lo que informa las siguientes recomendaciones:

- 1. Valorar la viabilidad de que la SENER incluya en el formulario de la MIR, con la misma precisión con la que describió otras disposiciones, los siguientes trámites:**

- a) **Aviso de los contratistas a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) cuando no requieran autorización de la Autoridad para el Reconocimiento y Exploración Superficial cuando sean titulares de Asignaciones y Áreas Contractuales.**
- b) **Notificación a la CNH de la negociación positiva o negativa, según sea el caso entre contratista o asignatario y el concesionario minero.**
- c) **Notificación de los contratistas a la SENER y a la Secretaría de Desarrollo Agrario territorial y Urbano (SEDATU) sobre los términos y las condiciones para el uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.**

Atención a la Recomendación:

- a) Aviso de los contratistas a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) cuando no requieran autorización de la Autoridad para el Reconocimiento y Exploración Superficial cuando sean titulares de Asignaciones y Áreas Contractuales.

Respecto de este trámite identificado por la COFEMER en el artículo 7 del anterior anteproyecto de Reglamento, se informa que como parte del proceso de revisión y consulta con particulares dicho artículo fue suprimido del nuevo anteproyecto anexo al Alcance de la MIR.

- b) Notificación a la CNH de la negociación positiva o negativa, según sea el caso entre contratista o asignatario y el concesionario minero.

El trámite fue incorporado en el Alcance de la MIR.

- c) Notificación de los contratistas a la SENER y a la Secretaría de Desarrollo Agrario territorial y Urbano (SEDATU) sobre los términos y las condiciones para el uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

El trámite fue incorporado en el Alcance de la MIR.

B. Análisis de acciones regulatorias y análisis de impacto en la competencia

Con relación del análisis de acciones regulatorias especificado en los numerales 9 y 10, y en el que se solicita que la dependencia señale las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites y a aquéllas que restrinjan la competencia o promuevan la eficiencia en el mercado.

La SENER incluyó diversas acciones que realizarán los particulares interesados en participar tanto en los procedimientos de licitación, como en las asignaciones a contratos para la exploración y extracción, no obstante se recomienda incluir todas las tareas que deberán realizar los particulares para cumplir con el Reglamento previsto.

1. **La COFEMER recomienda justificar las acciones regulatorias contenidas en el artículo 32 del anteproyecto.**

Atención a la recomendación:

El artículo 5 del Anteproyecto modificado, prevé que en lo no previsto en dicho instrumento en materia de actos, procedimientos y resoluciones administrativas, será aplicable de manera supletoria la Ley Federal de Procedimiento Administrativo. De conformidad con el artículo 28 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, las actuaciones y diligencias administrativas deben realizarse en días y horas hábiles.

El artículo 32 del Anteproyecto fue modificado como se muestra en la siguiente tabla.

| Anteproyecto original | Anteproyecto modificado |
|---|--|
| <p>Artículo 32.- Para efectos de lo dispuesto en los párrafos quinto y sexto del artículo 27 de la Ley, el Contratista o Asignatario, según corresponda, deberá iniciar las negociaciones con el concesionario minero en un plazo no mayor a diez días hábiles contados a partir de la fecha en que se haya suscrito el contrato respectivo. En ese mismo plazo deberá notificarlo a la Comisión.</p> | <p>Artículo 50.- Para efectos de lo dispuesto en los párrafos quinto y sexto del artículo 27 de la Ley, el Contratista o Asignatario, según corresponda, deberá iniciar las negociaciones con el concesionario minero en un plazo no mayor a diez de cinco días hábiles contados a partir de la fecha en que se haya suscrito el Contrato respectivo para la Exploración y Extracción o se haya otorgado la Asignación. En ese mismo plazo deberá notificar a la Comisión el inicio de las negociaciones.</p> |

Al respecto, se considera razonable el plazo para iniciar las negociaciones con el concesionario minero, así como para notificar a la Comisión el inicio de dichas negociaciones, y cumplir así con lo establecido en lo dispuesto en los párrafos quinto y sexto de la Ley de Hidrocarburos.

2. La COFEMER recomienda a la SENER justificar las acciones regulatorias contenidas en el artículo 36 del anteproyecto, en el que se establecen obligaciones para los sujetos regulados.

Atención a la recomendación:

El artículo 36 del Anteproyecto fue modificado como se muestra en la siguiente tabla.

| Anteproyecto original | Anteproyecto modificado |
|--|--|
| <p>Artículo 36.- La afectación a los derechos de una concesión minera a que se refiere el párrafo octavo del artículo 27 de la Ley, deberá ser cubierta por el Contratista o Asignatario mediante la indemnización o contraprestación a favor del concesionario minero que se determine, sujetándose a lo siguiente:</p> <p>I. La Comisión fijará el monto de la</p> | <p>Artículo 36 53.- La afectación a los derechos de una concesión minera a que se refiere el párrafo octavo del artículo 27 de la Ley, deberá ser cubierta por el Contratista o Asignatario mediante la indemnización o contraprestación a favor del concesionario minero que se determine la Comisión, sujetándose a lo siguiente:</p> <p>I. La Comisión fijará El monto de la</p> |

| | |
|---|---|
| <p>indemnización con base en el avalúo que realice el Instituto. Los costos del citado avalúo correrán a cargo del Contratista o Asignatario, o bien;</p> <p>II. Atendiendo a la gravedad de la afectación, la Comisión podrá fijar una contraprestación de entre el punto cinco y el dos por ciento de la utilidad del Contratista o Asignatario, para lo cual se auxiliará de peritos. Los costos por honorarios de los peritos correrán a cargo del Contratista o Asignatario, y</p> <p>III. Los peritos a que hace referencia esta fracción deberán tener título en la ciencia que pertenezca al tema sobre el que ha de oírse su opinión, si la profesión estuviere legalmente reglamentada.</p> | <p>indemnización se fijará con base en el avalúo que realicen el Instituto, instituciones de crédito del país que se encuentren autorizadas, corredores públicos o profesionistas con postgrado en valuación. Los costos del citado avalúo correrán a cargo del Contratista o Asignatario, o bien;</p> <p>II. El monto de la contraprestación se determinará con base en la metodología que para el efecto emita la Comisión. Dicha contraprestación atenderá a la gravedad de la afectación ocasionada por la suspensión total o parcial de obras y trabajos de exploración y explotación de carbón. Atendiendo a la gravedad de la afectación, la Comisión podrá fijar una contraprestación y podrá ser de entre el punto cinco y el dos por ciento de la utilidad del Contratista o Asignatario en el proyecto de que se trate, después del pago de contribuciones, para lo cual se auxiliará de peritos. Los costos por honorarios de los peritos correrán a cargo del Contratista o Asignatario. y</p> <p>III. Los peritos a que hace referencia esta fracción deberán tener título en la ciencia que pertenezca al tema sobre el que ha de oírse su opinión, si la profesión estuviere legalmente reglamentada.</p> <p>La indemnización y contraprestaciones a que se refiere el presente artículo se cubrirán conforme al calendario que para tal efecto suscriban el Contratista o Asignatario con los concesionarios mineros de que se trate.</p> |
|---|---|

La justificación a la obligación del Contratista o Asignatario mediante la indemnización o contraprestación a favor del concesionario minero por afectación a los derechos de una concesión minera se fundamenta en lo establecido en el párrafo octavo del artículo 27 de la Ley de Hidrocarburos, misma que fue incluida en la Manifestación de Impacto Regulatorio.

Recomendaciones de Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE)

El anteproyecto fue notificado a la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) desde el día en que ingreso a la COFEMER, a efecto que dicha Comisión brindara su opinión respecto de sus posibles efectos en la competencia. En atención a dicha notificación, la COFECE emitió su opinión respecto de los siguientes puntos:

1. Participación de la COFECE en procedimientos de licitación.

La COFECE considera que para poder emitir la opinión previa sobre los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación, es necesario establecer en el anteproyecto que la SENER debe proporcionar toda la información y elementos necesarios que permitan y faciliten la valoración respectiva.

Atención a la recomendación:

Fue incluido en el Anteproyecto el procedimiento que establece que la SENER deberá proporcionar a la COFECE todos los elementos que justifiquen que los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación propuestos se apegan a las mejores prácticas de la industria así como a los principios generales en materia de libre competencia y competencia económica.

2. Contenido Nacional.

La COFECE sugiere que el Anteproyecto establezca fórmulas específicas encaminadas a que el esquema de contenido nacional cumpla con los siguientes objetivos:

- **No generar ventajas indebidas en favor de agentes económicos específicos.**
- **No afectar la posición competitiva de los asignatarios o contratistas.**
- **Diferencias individuales de contenido nacional debidamente justificadas por la naturaleza y características de cada proyecto.**
- **Transparencia en los esquemas de seguimiento y monitoreo.**

Atención a la recomendación:

Fueron incluidos en el Anteproyecto los siguientes elementos:

- La SENER deberá incluir en cada asignación el porcentaje mínimo de contenido nacional que establezca, con la opinión de la Secretaría de Economía.
- La Secretaría de Economía, a solicitud de la SENER, emitirá su opinión sobre el porcentaje mínimo de contenido nacional establecido en cada Contrato para la Exploración y Extracción.

En ambos casos, la SENER deberá observar que dichos porcentajes no generen ventajas indebidas que pudieran afectar la posición competitiva de Asignatarios o Contratistas.

E. Análisis Costo-Beneficio

En las preguntas 11 y 12 del formulario de la MIR en las que se solicita que la Dependencia proporcione la estimación de costos y beneficios que supone la regulación para cada particular o grupo de particulares, la SENER realizó diversas estimaciones. En

dichas estimaciones la COFEMER observó que los beneficios son claramente superiores a los costos de la regulación propuesta, pues hay una transición de un mercado monopólico a uno de libre competencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en su dictamen la COFEMER recomienda lo siguiente:

1. Incluir los costos derivados de todos los trámites y acciones regulatorias que no fueron identificados por la SENER, así como estimar un número aproximado de solicitudes que se espera recibir y multiplicarlo por el costo de cada uno de los trámites señalados.

A este respecto, se incluyeron en la MIR los siguientes trámites y sus costos:

- a) Aviso de los contratistas a la CNH cuando no requieran autorización de la autoridad para el reconocimiento y exploración superficial cuando son titulares de las asignaciones y áreas contractuales. Se justificó en la MIR con base en el artículo 7 el trámite y su costo de \$330 pesos.

Respecto de este trámite identificado por la COFEMER en el artículo 7 del anterior anteproyecto de Reglamento, se informa que como parte del proceso de revisión y consulta con particulares dicho artículo fue suprimido del nuevo anteproyecto anexo al Alcance de la MIR.

- b) Notificación a la CNH de la negociación positiva o negativa, según sea el caso, entre contratista o asignatario y el concesionario minero. Se justificó en la MIR con base en los artículos 33 y 34 el trámite y su costo de \$330 pesos.

Se estima que anualmente sean ingresadas un promedio de 15 solicitudes, por lo que el costo anual del trámite asciende a \$ 4,950 pesos.

- c) Notificación de los contratistas a la SENER y a la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano, sobre los términos y las condiciones para el uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos necesarios para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Se justificó en la MIR con base en el artículo 52 el trámite y su costo de \$330 pesos.

Se estima que anualmente sean ingresadas un promedio de 25 solicitudes, por lo que el costo anual del trámite asciende a \$ 8,250 pesos.

2. Incluir el costo aproximado de un proyecto de exploración y de extracción.

A este respecto, basados en el Dictamen Técnico del Proyecto de Exploración Holok emitido por la CNH, la inversión exploratoria contemplada del 2013 al 2020 y utilizando una tasa de descuento del 10%, obtenemos un valor presente neto de \$75,201.25 millones de pesos.

En el caso de un proyecto de extracción, basados en el suplemento de energía publicado por el periódico Reforma el 28 de marzo del 2005, con datos de Pemex, el costo en un periodo de 14 años se estima en \$104,000 millones de pesos.

En cuanto a los beneficios, se espera un incremento en la producción de barriles diarios de petróleo de 2.5 a 3.5 millones durante el periodo estimado de 2014 a 2025, se recomienda estimar la tasa de descuento para dicho periodo y considerar la tasa media de crecimiento anual de la producción de barriles diarios de petróleo.

En atención al comentario anterior, para guardar consistencia con las sugerencias realizadas, se utilizará la tasa de descuento del 10% para el periodo de 2014 a 2025, y se estima una tasa media de crecimiento anual en la producción de 3.36%, considerando un crecimiento del 5% anual para el periodo de 2014 a 2018 y una tasa de crecimiento del 2.2% anual para el periodo 2019 a 2025.

COFEMER sugiere incluir cuánto representa en pesos el incremento de un millón de barriles diarios señalados. Al respecto, considerando el nivel de crecimiento mencionado en el párrafo anterior, una tasa de descuento del 10%, y basados en el pronóstico de precios por barril de petróleo presentado en el “*Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040*” por la Agencia Internacional de Energía, se ha obtenido el valor presente neto de la producción esperada en el periodo 2014 a 2025.

A continuación los datos utilizados para el cálculo y los resultados obtenidos:

| Periodo | Tasa de Crecimiento en la Producción Anual |
|-----------|--|
| 2014-2018 | 5.0% |
| 2019-2025 | 2.2% |

| Pronóstico y Escenarios de Precios de la Mezcla Mexicana (Dólares Americanos por Barril de Petróleo) | | | | | | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
| 81.12 | 81.12 | 81.12 | 81.12 | 81.12 | 81.12 | 81.12 | 81.12 | 81.12 | 81.12 | 81.12 | 81.12 |

| Valor Presente Neto (millones de dólares) |
|--|
| 640,046 |

De la misma manera, se sugiere incluir cuánto representa en pesos el incremento en la producción de gas natural, pasando de 5,700 millones de pies cúbicos diarios (Mmpcd) en 2014 a 10,400 Mmpcd en 2025.

Al respecto, considerando una tasa de crecimiento, tasa de descuento consistente con los cálculos anteriores del 10%, y basados en el pronóstico de precios por millón de BTU presentado en el “*Annual Energy Outlook 2014 with projections to 2040*” por la Agencia Internacional de Energía, se ha obtenido el valor presente neto de la producción esperada en el periodo 2014 a 2025.

A continuación los datos utilizados para el cálculo y los resultados obtenidos:

| Periodo | Tasa de Crecimiento en la Producción Anual |
|-----------|--|
| 2014-2018 | 15% |
| 2019-2025 | 2.4% |

| Periodo | Pronósticos y Escenarios de Precios Henry Hub (Dólares Americanos por millón de BTU) |
|-----------|---|
| 2014-2020 | 4.96 |
| 2020-2025 | 8.12 |

| Valor Presente Neto (millones de dólares) |
|--|
| 122,967 |

3. Señalar si la SENER cuenta con información estimada sobre la reducción en el precio del gas natural o de los barriles de petróleo.

A este respecto, la SENER cuenta con la expectativa de obtener beneficios sociales a partir de la reducción en precios que se generaría por la sustitución de importaciones con la producción nacional, así como el aprovechamiento de economías de escala, sin embargo, se considera aventurado basar esta información sobre expectativas del comportamiento de un mercado de libre participación, únicamente se contemplan los pronósticos de mercado analizados por entes internacionales.

IV. Cumplimiento y aplicación de la propuesta

Referente al numeral 15 de la MIR, en los que se solicita la forma y/o los mecanismos a través de los cuáles se implementará la regulación, en específico sí se cuenta con recursos públicos para su cumplimiento y aplicación, la COFEMER realiza las siguientes recomendaciones en su dictamen:

- 1. Señalar si la SENER contará con el personal técnico suficiente y con las capacidades necesarias para llevar a cabo la verificación del cumplimiento del nuevo instrumento regulatorio, ello debido a que si bien México cuenta con un considerable potencial de recursos en materia de hidrocarburos, carece de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraerlos de forma competitiva, o bien señalar si se tienen contemplados posibles programas de capacitación para que especialistas en la materia ejerzan dichas funciones, y de ser el caso, si se cuenta con el presupuesto para aplicar cualquiera de esas posibles alternativas.**

Atención a la recomendación:

Se elaboró un anteproyecto de Reglamento Interno de la SENER congruente con el modelo planteado en nuevo marco jurídico. Dicho anteproyecto contempla las unidades administrativas necesarias para la adecuada instrumentación de lo mandado en el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución

Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado el 20 de diciembre de 2013 y la Ley de Hidrocarburos publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 11 de agosto de 2014.

Por lo anterior, el Análisis Funcional Programático Económico del Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2015 contempla un aumento en el gasto corriente de la SENER.

La CNH emitirá las bases que se observarán en el procedimiento de licitación y adjudicación de contratos para la Exploración y Extracción, realizará las licitaciones y suscribirá y administrará los contratos.

Se espera que los montos de los derechos y aprovechamientos permitan financiar las actividades de regulación de la CNH. Además para el periodo 2015 a 2018, de acuerdo con la Ley de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se asignará un presupuesto promedio de 300 millones de pesos anuales para los servicios de la CNH.

V. Evaluación de la propuesta

La COFEMER emitió una recomendación sobre el numeral 17 del formulario de la MIR, en el que se solicita a la Dependencia que describa la forma y los medios a través de los cuáles se evaluará el logro de los objetivos de la regulación:

- 1. La COFEMER recomienda establecer tiempos probables de revisión del instrumento, con la finalidad de considerar posibles acciones de mejora una vez detectadas las desviaciones a los objetivos iniciales.**

Atención a la recomendación:

Con el fin de supervisar y vigilar el adecuado desarrollo de las actividades de la industria de hidrocarburos y detectar a tiempo posibles desviaciones, es necesario que la Autoridad cuente con el tiempo pertinente para allegarse de todos los elementos procedentes.

Esto con objeto de realizar el respectivo análisis para fundar y motivar debidamente las acciones de mejora y corrección necesarias para impulsar las actividades reguladas de manera oportuna.

Con base en lo anterior, esta Secretaría emitirá las disposiciones generales que correspondan a cada actividad, en las que se establecerán los tiempos probables de revisión en comento.

VI. Consulta pública

La COFEMER recibió comentarios de las siguientes 12 empresas:

1. Asociación de Distribuidores de Gas L.P.
2. Cámara Regional del Gas A.C.

3. Consejo Coordinador Empresarial
4. Gas Industrial de Monterrey, mediante el Consejo Coordinador Empresarial
5. IEnova, S.A.B de C.V.
6. Petrofac México, S.A. de C.V.
7. Energía Occidente de México, S. de R.L. de C.V.
8. Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V.
9. Transportadora de Gas Natural del Noroeste, S. de R.L. de C.V.
10. Despacho Jurídico Legality
11. Kinder Morgan Gas Natural de México, S. de R.L. de C.V.
12. ANADE.

La atención a los comentarios de las empresas se encuentra en los siguientes archivos anexos a la Manifestación de Impacto Regulatorio.