



Ciudad de México, a seis de julio de dos mil diecisiete.- Visto el expediente al rubro citado, el Pleno de esta Comisión Federal de Competencia Económica ("COMISIÓN" o "COFECE"), en sesión celebrada el mismo día, con fundamento en los artículos 28, párrafos décimo cuarto y vigésimo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos ("CPEUM"); 1, 2, 4, 12, fracciones X, XIX, XX y XXX, 18, párrafo séptimo, 98 y 99 de la Ley Federal de Competencia Económica ("LFCE");¹ 1 y 111, fracción III, de las Disposiciones Regulatorias de la Ley Federal de Competencia Económica ("DRLFCE");² 1, 4, fracción I, 5, fracciones I, VI, XVI, XVII, XXI y XXXIX del Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Competencia Económica ("ESTATUTO");³ así como los artículos 23 y 24, fracción III, de la Ley de Hidrocarburos ("LH"),⁴ 35, fracción V y 36, fracción VI, de su Reglamento ("RLH"),⁵ resolvió de acuerdo a los antecedentes, consideraciones de derecho y análisis de los aspectos en materia de competencia y libre concurrencia que a continuación se expresan:

I. ANTECEDENTES

PRIMERO.- El quince de junio de dos mil diecisiete, la Secretaría de Energía ("SENER") presentó en la Oficialía de Partes de la COFECE el Oficio número 500.241/17 y anexos⁶ para solicitar la opinión de esta autoridad respecto de los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación que formarán parte de "(...) las bases del procedimiento de licitación y adjudicación de las (i) 30 áreas contractuales de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas y las (ii) 73 áreas contractuales de exploración y extracción de hidrocarburos en campos terrestres no convencionales que formarán parte de la Cuarta Convocatoria de la Ronda 2" (en adelante "Solicitud de Opinión").⁷

SEGUNDO.- El veintiséis de junio de dos mil diecisiete, se emitió el acuerdo de recepción de la documentación radicada en el expediente citado al rubro y se publicó por lista el mismo día de su emisión.

II. CONSIDERACIONES DE DERECHO

PRIMERA.- El artículo 28 de la CPEUM prohíbe los monopolios y las prácticas monopólicas en el territorio nacional, asimismo establece que el Estado Mexicano cuenta con la "(...) Comisión Federal de Competencia Económica, (...) órgano autónomo, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tendrá por objeto garantizar la libre competencia y concurrencia, así como prevenir, investigar y combatir los monopolios, las prácticas monopólicas, las concentraciones y demás restricciones al

¹ Publicada el veintitrés de mayo de dos mil catorce en el Diario Oficial de la Federación ("DOF"), modificada mediante publicación realizada en el mismo medio el veintisiete de enero de dos mil diecisiete.

² Publicadas en el DOF el diez de noviembre de dos mil catorce y con modificaciones publicadas en el mismo medio oficial el cinco de febrero de dos mil diecisiete.

³ Publicado en el DOF el ocho de julio de dos mil catorce.

⁴ Publicada en el DOF el once de agosto de dos mil catorce.

⁵ Publicado en el DOF el treinta y uno de octubre de dos mil catorce.

⁶ Criterios de precalificación (propuesta y justificación), reglas de participación, mecanismo de desempate, proyecto de bases e información sobre las características de los bloques para la exploración y explotación de campos terrestres objeto de la cuarta convocatoria de la Ronda 2.

⁷ Folio 0001 del expediente LI-013-2017 (el "expediente").



funcionamiento eficiente de los mercados, en los términos que establecen esta Constitución y las leyes (...)”.

El artículo 1 de la LFCE establece que es reglamentaria del artículo 28 de la CPEUM en materia de libre competencia, competencia económica, monopolios, prácticas monopólicas y concentraciones, es de orden público e interés social, es aplicable a todas las áreas de la actividad económica y de observancia general en toda la República.

En términos de su artículo 2, la LFCE tiene por objeto promover, proteger y garantizar la libre competencia y la competencia económica, así como prevenir, investigar, combatir, perseguir con eficacia, castigar severamente y eliminar los monopolios, las prácticas monopólicas, las concentraciones ilícitas, las barreras a la libre competencia y la competencia económica y demás restricciones al funcionamiento eficiente de los mercados.

El artículo 52 de la LFCE prohíbe los monopolios, las prácticas monopólicas, las concentraciones ilícitas y las barreras que, en términos de esta Ley, disminuyan, dañen, impidan o condicionen de cualquier forma la libre competencia o la competencia económica en la producción, procesamiento, distribución o comercialización de bienes o servicios.

Conforme al artículo 4 de la LFCE, en correlación con la fracción I del artículo 3 de ese mismo ordenamiento, están sujetos a lo dispuesto en esta Ley, todos los agentes económicos, sea que se trate de personas físicas o morales, con o sin fines de lucro, dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, estatal o municipal, asociaciones, cámaras empresariales, agrupaciones de profesionistas, fideicomisos o cualquier otra forma de participación en la actividad económica.

El artículo 12, fracciones X, XIX y XX, de la LFCE dispone que entre las atribuciones de la COMISIÓN se encuentran, respectivamente: i) resolver sobre los asuntos de su competencia y sancionar administrativamente la violación de esta Ley; ii) opinar sobre la incorporación de medidas protectoras y promotoras en materia de libre competencia y competencia económica en los procesos de desincorporación de entidades y activos públicos, así como en los procedimientos de licitaciones, asignación, concesiones, permisos, licencias o figuras análogas que realicen las Autoridades Públicas, cuando así lo determinen otras leyes o el Ejecutivo Federal mediante acuerdos o decretos; y iii) promover, en coordinación con las Autoridades Públicas, que sus actos administrativos observen los principios de libre competencia y competencia económica.

En términos del artículo 18, párrafo séptimo, de la LFCE, el ejercicio de las atribuciones señaladas en el párrafo anterior, corresponde al Pleno de la COFECE.

En correlación con las disposiciones antes referidas, el artículo 98, párrafo tercero de la LFCE, determina que: “[...] *La convocante deberá enviar a la Comisión, antes de la publicación de la licitación, la convocatoria, las bases de licitación, los proyectos de contrato y los demás documentos relevantes que permitan a la Comisión conocer la transacción pretendida [...]*”. Asimismo, el diverso 99, fracción III, de la LFCE, establece que: “[...] *la Comisión deberá resolver sobre las medidas de protección a la competencia que deban incluirse en la convocatoria, bases y sus anexos, y demás documentos de la licitación [...]*”.



El artículo 111, fracción III, de las DRLFCE señala que la COFECE debe resolver sobre “[...] *la incorporación de medidas protectoras y promotoras en materia de competencia económica cuando así se establezca en las Leyes [...], en los siguientes casos: (...) III. Otorgamiento, mediante licitación, de contratos [...]*”.

El artículo 23 de la LH establece que: “[...] *La adjudicación de los Contratos para la Exploración y Extracción se llevará a cabo mediante licitación que realice la Comisión Nacional de Hidrocarburos [...]*”.

El artículo 24, fracción III, de la LH señala que: “[...] *Las bases del procedimiento de licitación y adjudicación de los Contratos para la Exploración y Extracción, que se pongan a disposición de los interesados, deberán: [...] III. Contar con opinión previa de la Comisión Federal de Competencia Económica, la cual versará exclusivamente sobre los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación a que se refiere el artículo 23 del presente ordenamiento. La opinión de la Comisión Federal de Competencia Económica deberá ser proporcionada en un plazo no mayor a treinta días a partir de la solicitud correspondiente; en caso de no emitirse la opinión, dentro del plazo establecido, ésta se entenderá en sentido favorable.*”

El artículo 35, fracción V, del RLH establece que la SENER debe proporcionar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”), para la emisión de la convocatoria de cada proceso de licitación, la opinión que emita la COFECE en términos de la fracción III del artículo 24 de la LH.

Asimismo, el artículo 36, fracción VI, del RLH establece que: “[...] *Para cumplir con lo dispuesto en el artículo anterior, se estará al siguiente procedimiento: [...] VI. La Secretaría solicitará a la Comisión Federal de Competencia Económica la opinión a que se refiere la fracción III del artículo 24 de la Ley. Para efectos de esta opinión, la Secretaría, con base en la información remitida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público deberá proporcionar a la Comisión Federal de Competencia Económica 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. La Comisión Federal de Competencia Económica, en el ámbito de las atribuciones que le confiere la Ley, podrá en cualquier momento y sin perjuicio del plazo establecido en la fracción III del artículo 24 de la Ley, requerir cualquier información adicional que estime pertinente en términos de la Ley Federal de Competencia Económica [...]*”.

La SENER presentó a esta COMISIÓN los documentos e información relativos a los criterios de precalificación y mecanismo de adjudicación de la licitación para la Tercera Convocatoria de la Ronda 2, a efecto de que sean analizados y, en su caso, esta autoridad resuelva sobre la incorporación de medidas protectoras y promotoras en materia de competencia, de conformidad con los artículos 24 fracción III de la LH; y 36 fracción VI del RLH, en correlación con los artículos 98 y 99 de la LFCE.

III. ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS EN MATERIA DE COMPETENCIA

La Cuarta Convocatoria de la Ronda 2 ("RONDA 2.4") está integrada por dos procesos de licitación que tienen por objeto asignar contratos de licencia para la exploración y extracción hidrocarburos.⁸ Las bases de licitación con la clave CNH-R02-L04.1/2017 (en adelante "LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS") corresponden al proceso de adjudicación de treinta (30) áreas contractuales en aguas profundas. A las bases de la licitación de setenta y tres (73) áreas contractuales terrestres no convencionales les corresponde la clave CNH-R02-L04.2/2017 (en adelante, "LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES" y junto con LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS, las "LICITACIONES").

Los bloques que se incluirán en la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS se encuentran dentro de la Provincia Petrolera Golfo de México Profundo,⁹ en los sectores que se han denominado como Área Perdido, Cordilleras Mexicanas, Cuenca Salina y Plataforma de Yucatán. Sus principales características se indican a continuación:

CUADRO 1. ÁREAS CONTRACTUALES EN AGUAS PROFUNDAS, RONDA 2.4

No.	Área Contractual	Superficie (km ²)*	Hidrocarburos esperados	Recurso prospectivo (MMbpce)**
<i>Área Perdido</i>				
1	AP-P-G01	1,988.0	Aceite ligero y súper ligero	171
2	AP-P-G02	2,146.2	Aceite ligero	76
3	AP-P-G03	2,061.8	Aceite ligero y súper ligero	115
4	AP-P-G04	1,900.2	Aceite ligero y súper ligero	40
5	AP-P-G05	2,732.7	Aceite ligero	252
6	AP-P-G06	1,890.6	Aceite súper ligero y gas seco	171
7	AP-P-G07	1,967.9	Aceite ligero y gas húmedo	17
8	AP-P-G08	2,061.7	Gas húmedo	13
9	AP-P-G09	2,008.6	Aceite ligero	92
<i>Cordilleras Mexicanas</i>				
10	AP-CM-G01	1,999.3	Gas húmedo	100
11	AP-CM-G02	2,001.5	Aceite ligero, gas húmedo y seco	182
12	AP-CM-G03	3,099.4	Gas seco	215
13	AP-CM-G04	1,967.0	Aceite ligero	179
14	AP-CM-G05	2,241.8	Gas húmedo y seco	180
15	AP-CM-G06	2,041.9	Gas húmedo	180
16	AP-CM-G07	2,047.4	Aceite ligero y seco	131
17	AP-CM-G08	3,009.7	Gas seco	131
18	AP-CM-G09	2,917.1	Gas húmedo y seco	412
19	AP-CM-G10	3,003.1	Gas seco	281
<i>Cuenca Salina</i>				
20	AP-CS-G01	2,079.5	Aceite ligero	199
21	AP-CS-G02	2,029.7	Aceite súper ligero, ligero y pesado	327

⁸ La convocatoria para ambas licitaciones tendrá la clave CNH-R02-C04/2017.

⁹ En esta provincia la principal roca generadora se compone de calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano. Los hidrocarburos descubiertos se encuentran en calizas del Cretácico y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas. Con la perforación de pozos se ha confirmado la presencia de aceite; Fuente: Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019. Secretaría de Energía, 2017 ("Programa Quinquenal 2017"), p. 26.

22	AP-CS-G03	2,879.0	Aceite pesado	101
23	AP-CS-G04	1,852.8	Aceite pesado	131
24	AP-CS-G05	1,921.9	Gas húmedo	100
25	AP-CS-G06	2,107.0	Aceite ligero y pesado	12
26	AP-CS-G07	2,030.4	Aceite ligero y pesado	67
27	AP-CS-G08	2,118.1	Aceite pesado	68
28	AP-CS-G09	3,066.8	Aceite ligero, pesado y extra pesado	106
29	AP-CS-G10	3,253.6	Aceite ligero y gas húmedo	176
Plataforma de Yucatán				
30	AP-PY-G01	4,440.9	Aceite extra pesado	Por evaluar
Total		70,800.0	---	4,228

* Cifras redondeadas a décimas.

** Prospectivo medio con riesgo, millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Fuente: Archivo "Ronda Cero R2C4" pp. 6 y 7, en la carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente.

La Provincia Petrolera Golfo de México contiene los recursos prospectivos convencionales más grandes de México, que aún no han sido explotados.

Las áreas contractuales de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES se encuentran en las Provincias Petroleras Sabinas-Burro-Picachos,¹⁰ Burgos¹¹ y Tampico-Misantla.¹² La provincia Sabinas-Burro-Picachos produce principalmente gas seco. Burgos es la provincia productora de gas no asociado más importante del país. La Provincia Petrolera Tampico-Misantla produce principalmente aceite. Por sus características geológicas, estas tres provincias presentan el potencial más importante de recursos no convencionales. Las principales características de estos bloques se muestran en el Cuadro 2.

CUADRO 2. ÁREAS CONTRACTUALES TERRESTRES NO CONVENCIONALES, RONDA 2.4

No.	Área Contractual	Superficie (km ²)	Hidrocarburo principal	Recursos Prospectivos* (MMbpce)**		Campos de extracción	Volumen Remanente**
				Convencional	No Convencional		
Sabinas-Burgos							
1	TN-SB-08	346	Gas seco	10	204	4	5
2	TN-SB-11	296	Gas seco	1	44	1	1
3	TN-SB-12	286	Gas seco	2	15	3	3
4	TN-SB-13	253	Gas seco	3	15	0	0
5	TN-SB-14	294	Gas seco	30	15	10	31

¹⁰ Las rocas generadoras corresponden a la Formación "La Casita" del Jurásico Superior Tithoniano y los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas del Jurásico Superior y Cretácico Inferior en trampas estructurales laramídicas. Fuente: *Programa Quinquenal 2017*, p. 25.

¹¹ Las rocas generadoras de esta provincia corresponden principalmente a litologías arcillo-calcáreas del Jurásico Superior Tithoniano y lutitas del Paleógeno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas interstratificadas del Paleógeno en trampas anticlinales tipo "roll-over" y cierres contra falla. Fuente: *Programa Quinquenal 2017*, p. 25.

¹² En Tampico-Misantla, las rocas generadoras son lutitas carbonosas del Jurásico Inferior-Medio; mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Jurásico Superior Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arrecifales y de talud arrecifal del Cretácico Medio, calizas fracturadas del Cretácico Superior y las areniscas del Paleoceno-Eoceno y Neógeno. Las trampas son de tipo estructural, estratigráficas y combinadas asociadas a altos de basamento. *Programa Quinquenal 2017*, p. 25.

6	TN-SB-15	301	Gas húmedo	6	15	1	0
7	TN-SB-18	292	Gas húmedo	7	49	3	2
8	TN-SB-21	447	Gas húmedo	0	71	3	27
9	TN-SB-22	288	Gas húmedo	0	98	2	3
10	TN-SB-23	261	Gas húmedo	6	43	2	3
11	TN-SB-24	279	Gas húmedo	7	0	3	2
12	TN-SB-27	282	Gas seco	3	196	1	231
13	TN-SB-28	284	Gas seco	2	147	0	0
14	TN-SB-29	287	Gas húmedo	1	37	0	0
15	TN-SB-33	262	Gas seco	0	178	0	0
16	TN-SB-34	277	Gas seco	6	188	0	0
17	TN-SB-35	262	Gas seco	7	120	0	0
18	TN-SB-36	266	Gas húmedo	13	98	0	0
19	TN-SB-37	299	Gas seco	3	45	0	0
20	TN-SB-40	274	Gas seco	0	98	0	0
21	TN-SB-41	274	Gas seco	0	60	0	0
22	TN-SB-42	278	Gas seco	2	57	0	0
23	TN-SB-43	287	Gas seco	1	157	0	0
24	TN-SB-44	260	Gas seco	2	109	1	0
25	TN-SB-45	302	Gas seco	6	26	0	0
26	TN-SB-46	290	Gas seco	0	99	0	0
27	TN-SB-47	274	Gas seco	0	109	0	0
28	TN-SB-48	297	Gas seco	3	199	1	131
29	TN-SB-49	263	Gas seco	5	127	0	0
30	TN-SB-50	415	Gas seco	9	66	0	0
31	TN-SB-51	255	Gas seco	0	91	0	0
32	TN-SB-52	275	Gas seco	0	111	0	0
33	TN-SB-53	282	Gas seco	0	158	0	0
34	TN-SB-54	300	Gas seco	0	208	0	0
35	TN-SB-55	315	Gas seco	30	176	0	0
<i>Tampico-Misantla</i>							
36	TN-TM-04	294	Aceite y gas asociado	0	241	0	0
37	TN-TM-06	302	Aceite y gas asociado	0	277	0	0
38	TN-TM-07	322	Aceite y gas asociado	0	291	0	0
39	TN-TM-08	290	Aceite y gas asociado	0	268	0	0
40	TN-TM-09	290	Aceite y gas asociado	0	253	0	0
41	TN-TM-10	315	Aceite y gas asociado	0	276	0	0
42	TN-TM-11	300	Aceite y gas asociado	0	277	0	0
43	TN-TM-12	258	Aceite y gas asociado	0	221	0	0
44	TN-TM-13	273	Aceite y gas asociado	1	236	0	0
45	TN-TM-14	288	Aceite y gas asociado	2	165	1	0
46	TN-TM-15	282	Aceite y gas asociado	0	260	0	0
47	TN-TM-16	282	Aceite y gas asociado	0	199	0	0

48	TN-TM-17	306	Aceite y gas asociado	0	276	0	0
49	TN-TM-18	297	Aceite y gas asociado	0	179	0	0
50	TN-TM-19	263	Aceite y gas asociado	0	239	0	0
51	TN-TM-20	282	Aceite y gas asociado	0	235	0	0
52	TN-TM-21	294	Aceite y gas asociado	0	260	0	0
53	TN-TM-23	303	Aceite y gas asociado	0	263	0	0
54	TN-TM-32	315	Aceite y gas asociado	19	319	0	0
55	TN-TM-33	334	Aceite y gas asociado	0	316	1	0
56	TN-TM-40	299	Aceite y gas asociado	7	382	0	0
57	TN-TM-41	239	Aceite y gas asociado	1	281	1	1
58	TN-TM-42	299	Aceite y gas asociado	2	216	0	0
59	TN-TM-43	281	Aceite y gas asociado	0	168	2	3
60	TN-TM-49	296	Aceite y gas asociado	0	180	1	3
61	TN-TM-50	313	Aceite y gas asociado	0	226	0	0
62	TN-TM-51	286	Aceite y gas asociado	0	248	1	1
63	TN-TM-57	291	Aceite y gas asociado	0	196	0	0
64	TN-TM-62	362	Aceite y gas asociado	6	485	2	2,643
65	TN-TM-63	289	Aceite y gas asociado	0	373	1	1,147
66	TN-TM-64	281	Aceite y gas asociado	3	76	2	2,444
67	TN-TM-68	298	Aceite y gas asociado	4	239	3	3,679
68	TN-TM-74	252	Aceite y gas asociado	0	107	1	3
69	TN-TM-77	221	Aceite y gas asociado	0	228	1	5,436
70	TN-TM-78	182	Aceite y gas asociado	3	185	2	3,074
71	TN-TM-79	305	Aceite y gas asociado	3	202	5	1,253
72	TN-TM-80	189	Aceite y gas asociado	1	107	0	0
73	TN-TM-82	278	Aceite y gas asociado	0	288	0	0
Total	---	21,050	---	218	12,664	59	20,126

* Prospectivo medio con riesgo.

** Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

Fuente: Archivo "Ronda Cero R2C4" pp. 7 y 8, en la carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente.

La SENER solicitó a la CNH, asistencia técnica para seleccionar las áreas contractuales de exploración y extracción en aguas profundas y zonas terrestres con recursos no convencionales para las LICITACIONES de la Ronda 2.4, para lo cual le informó que tomará en consideración los siguientes elementos y criterios:¹³

Aguas profundas

- a) Bloques identificados en el *Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019* publicado por la SENER en dos mil diecisiete

¹³ Páginas pp. 5 y 6 del archivo "Ronda Cero R2C4" en la carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente (en adelante "ARCHIVO RONDA CERO").



("Programa Quinquenal 2017") de aproximadamente mil (1,000) km², con la posibilidad de unir bloques;

- b) Categorizar bloques en función de sus características;
- c) Recurso prospectivo suficiente para materializar proyectos de desarrollo en aguas profundas;
- d) Disponibilidad de información geológica y geofísica;
- e) Estructuras geológicas completas.
- f) Tipo de hidrocarburos; y
- g) Frontera tecnológica actual.

Para zonas terrestres no convencionales: profundas

- a) Bloques identificados en el *Programa Quinquenal* con áreas de aproximadamente trescientos (300) km², con la posibilidad de unir bloques;
- b) Categorizar bloques en función de sus recursos;
- c) Columna geológica completa;
- d) Disponibilidad de información geológica y geofísica;
- e) Tipo de hidrocarburos;
- f) Acceso a instalaciones de distribución, almacenamiento y operación para la producción de hidrocarburos;
- g) Disponibilidad de agua; y
- h) Frontera tecnológica actual.

Para estas licitaciones, la CNH y la SENER decidieron combinar los recursos de las Provincias geológicas Sabinas-Burro-Picachos y Burgos para ofrecer áreas contractuales con extensiones de alrededor de trescientos (300) km² en promedio. También decidieron aumentar las dimensiones de los bloques para explotar los recursos petroleros en aguas profundas, en promedio,¹⁴ de novecientos ochenta y ocho (988) km² a dos mil quinientos (2,500 km²). La dimensión de estas áreas es sustancialmente mayor a las que se consideran en los Estados Unidos de América.¹⁵ Además, consolidaron la exploración con la extracción, establecidas por separado en el *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 (Plan Quinquenal)*.¹⁶ Lo anterior, con el objetivo de incentivar la búsqueda de reservas probadas y probables; y mayores niveles de inversión.¹⁷

Con la finalidad de que la documentación ("BASES") que regula las LICITACIONES contemple un mecanismo de adjudicación y criterios de precalificación que contengan todas las medidas necesarias para proteger el proceso de competencia y libre concurrencia en ambos procesos de adjudicación, esta COMISIÓN emite la presente opinión.

¹⁴ Previstos en *Plan Quinquenal*. Al respecto, véase *Programa Quinquenal 2017*, p. 28.

¹⁵ Para áreas costa afuera se considera un máximo de 5,760 acres (23.3 km²). Para áreas terrestres, en el estado de Montana varía de 40 a 1,280 acres (0.16 a 5.2 km²) acres para la extracción de petróleo y 640 a 2560 acres (2.6 a 10.4 km²) para la extracción de gas natural.

¹⁶ La separación de las actividades de exploración y extracción se encuentra en las páginas 40 a 57 del *Plan Quinquenal*.

¹⁷ *Programa Quinquenal 2017*, p. 11.



A. MECANISMO DE ADJUDICACIÓN

De conformidad con el artículo 23 de la LH, el mecanismo para la adjudicación de los contratos para la exploración y extracción “[...] *podrá ser, entre otros, una subasta ascendente, una subasta descendente o una subasta al primer precio en sobre cerrado [...]*”. En términos del artículo 27 Constitucional, *“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares [...]”*.

El Cuarto Transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la CPEUM en materia de energía¹⁸ dispone que “[...] *la Nación escogerá la modalidad de contraprestación atendiendo siempre a maximizar los ingresos para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo. [...]*”. Finalmente, el artículo 26 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (“LISH”) establece que “[...] *las variables de adjudicación de los Contratos serán en todos los casos de naturaleza económica [...]* atendiendo siempre a maximizar los ingresos del Estado para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo. [...]”.

De lo anterior, se desprende que el mecanismo de adjudicación para las LICITACIONES debe ser el que permita generar el mayor potencial de maximizar ingresos en beneficio del Estado Mexicano, aprovechando las condiciones y características particulares de los bloques o áreas contractuales a licitar.

De igual forma, el mecanismo de adjudicación debe estar diseñado para incentivar la mayor concurrencia de licitantes y con ello obtener mejores posturas que resulten en mayores ingresos para el Estado.

La SHCP estableció como mecanismo de adjudicación de las áreas objeto de las LICITACIONES, la subasta al primer precio en sobre cerrado, “[...] *en apego a los principios señalados en [el artículo 23 de la LH] y en consideración de los resultados positivos observados en la Ronda Uno de licitaciones de Contratos*”.¹⁹ En este contexto, los interesados que satisfagan los criterios de precalificación deberán presentar en un sobre individual una propuesta por escrito por cada bloque que sea de su interés. Para cada área contractual, la propuesta deberá especificar su oferta o bien su declinación a presentarla. El ganador de cada contrato será aquél que haya ofrecido las mejores condiciones para el Estado en términos de la fórmula y los criterios de adjudicación considerados en el mecanismo.

¹⁸ Publicado en el DOF el veinte de diciembre de dos mil trece. Fuente: <https://www.boem.gov/81-FR-18112/>, p. 1860, y <http://store.msuextension.org/publications/outdoorsenvironmentandwildlife/mt201209hr.pdf>, p.3.

¹⁹ Página 2 del documento JUSTIFICACIÓN REFERENTE AL MECANISMO DE ADJUDICACIÓN COMO PARTE DE LAS CONDICIONES ECONÓMICAS RELATIVAS A LOS TÉRMINOS FISCALES DE LOS PROCESOS DE LICITACIÓN DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, archivo “Justificación Mecanismo de Adjudicación R2C4” (en adelante, “JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN”), en la carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” y archivos “349-B-448 con anexos”, p. 2, y “349-B-449 con anexos”, p. 1, en la carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente.

En caso de que el ganador no firme el contrato por causas imputables a dicho agente económico en el plazo establecido para tal fin, el mecanismo prevé que la CNH podrá adjudicarlo al segundo lugar, siempre y cuando su oferta cumpla con los criterios de adjudicación previstos.

A.1. Justificación del Mecanismo de Adjudicación.

Las principales consideraciones que se presentan en el documento elaborado por la SHCP para seleccionar como mecanismo de adjudicación la subasta al primer precio en sobre cerrado son las siguientes:²⁰

“1. Principios de Sencillez, Transparencia, Máxima Publicidad e Igualdad:

La subasta al primer precio en sobre cerrado determina, con reglas claras y sencillas, a quién deben asignarse los recursos y a qué precio. El formato es capaz de alinear con simplicidad los objetivos del Estado con los del licitante: el Contrato se asigna sin ambigüedad a quién ofrece las mejores condiciones al Estado. Los incentivos del licitante ganador y el Estado se enfocan en maximizar la rentabilidad del proyecto y, por ende, de la renta petrolera. [...]

De conformidad con la práctica internacional el mecanismo más utilizado para la adjudicación de este tipo de Contratos es el de la subasta simultánea a sobre cerrado [...]

2. Garantizar la Competencia

El principio de competencia se refiere a dos componentes básicos: 1) libre concurrencia; y 2) no colusión. Es decir, no solo se busca incentivar la participación para que el número de licitantes sea elevado, sino que además se busca que no existan acuerdos estratégicos entre los participantes que afecten la asignación de Contratos.

Debe destacarse que como parte del diseño del mecanismo de adjudicación se utiliza el criterio de simultaneidad, lo cual reduce cualquier riesgo de colusión. [...]

Lo anterior se debe a que bajo el mecanismo seleccionado, cada licitante sólo tiene una oportunidad de presentar su oferta y no puede observar el comportamiento de los otros participantes hasta que las ofertas son revisadas y anunciadas. De esta forma se evita que la competencia esté acotada por estrategias de las compañías no necesariamente alineadas con los objetivos del Estado.

En subastas de este tipo de Contratos, un mecanismo de subasta simultánea incrementa la eficiencia, ya que las posturas revelan toda la información con la que cuenta cada licitante, al no contar con una segunda oportunidad para ajustar sus posturas una vez que conocen las de los demás competidores.

Asimismo, este tipo de subasta es menos susceptible a arreglos colusivos entre los participantes. Por el contrario, las subastas abiertas pueden llegar a permitir que un participante señale a otro sus intenciones a través de sus posturas y por lo tanto verificar que el arreglo colusivo se cumpla, y en su caso, castigar a un participante cuando éste se desvíe de la estrategia acordada.

Una característica adicional asociada al diseño del mecanismo consiste en que los proponentes presenten una propuesta individual para cada una de las áreas contractuales a licitar. En este sentido, el mecanismo propuesto requiere que los licitantes interesados en diferentes áreas

²⁰ JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN, pp. 2 a 5, carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente.

contractuales compitan separadamente por cada una de las áreas. Este es un elemento importante, dada la incertidumbre sobre los recursos en las áreas contractuales.

En concordancia, con la selección de áreas realizada por la Secretaría de Energía, con la asistencia técnica de la CNH, la consideración de bloques con requerimientos técnicos y características geográficas que permiten tratar las áreas objeto de la licitación de forma independiente. El mecanismo que se está proponiendo favorece una competencia equitativa, pues alienta la participación de los licitantes de forma que aprovechen sus ventajas comparativas. En un contexto de incertidumbre con licitantes adversos al riesgo, el Estado asigna los Contratos a quienes tienen una expectativa más optimista sobre el desarrollo de las áreas contractuales, expectativa que está ligada a las ventajas comparativas de cada empresa.

Lo anterior, puede incentivar a los participantes a presentar su mejor postura, sin posibilidad de adaptar su oferta en caso de que no exista competencia o que ésta sea limitada. Con ello es posible que las ofertas permitan alcanzar mayores ingresos para el Estado si existen diferencias entre los participantes, particularmente en la interpretación de la información sobre las áreas a licitar. La razón por la cual una subasta a sobre cerrado puede llevar a mayores ingresos para el Estado es porque un participante fuerte o con mejor información sólo puede garantizar que tenga éxito en la licitación ofreciendo una propuesta elevada. En contraste, en una subasta abierta y ascendente, el participante fuerte nunca tiene que ofrecer un monto significativamente por arriba del segundo mejor postor.

Si bien es cierto que en una subasta a sobre cerrado los participantes tienen que inferir diversas características respecto de sus rivales para realizar sus posturas, éste es un proceso con el cual ya está familiarizada la industria y los participantes están acostumbrados a participar en procesos de este tipo.

3. Maximización de la renta petrolera

La subasta al primer precio en sobre cerrado permite maximizar los ingresos del Estado considerando que los licitantes tienen un cierto grado de aversión al riesgo y tienen valoraciones privadas independientes sobre las áreas contractuales [...] Esta particularidad del mecanismo concuerda con el principio de maximización de la renta petrolera que forma parte de la LISH.

*Como se ha mencionado, el mecanismo contempla que los participantes presenten una propuesta individual por cada una de las áreas contractuales a licitar. **Este diseño requiere que los licitantes presenten la que consideran su mejor oferta para cada área contractual. En este caso, si se toman en cuenta los principios de competencia expuestos con antelación, podemos garantizar que resulte ganadora la mejor oferta para cada área contractual.***

Para analizar la conveniencia de un mecanismo de adjudicación, se debe considerar que existen riesgos geológicos y económicos en la determinación del valor potencial de las áreas que se licitan. Los participantes de la licitación realizan ofertas en un entorno de alta incertidumbre, por lo que las condiciones económicas ex post apropiadas para el desarrollo del proyecto pueden diferir de la valoración realizada en la licitación. En consecuencia, el éxito de la licitación no depende únicamente del número de áreas que sean asignadas, sino de cuántas de éstas son desarrolladas cabalmente en el largo plazo.

La Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos contempla la licitación de áreas para exploración en aguas profundas del Golfo de México y áreas terrestres para la exploración y extracción. En consecuencia,

las áreas licitadas presentan niveles elevados de incertidumbre en relación con la presencia de hidrocarburos, el volumen potencialmente extraíble y la viabilidad económica de la explotación.

Entre el momento de presentar sus propuestas y el inicio de la producción comercial de los proyectos, los contratistas enfrentarán, entre otros, los siguientes riesgos:

- i) **Riesgo geológico:** si bien se cuenta con información técnica que permite inferir que existen estructuras de hidrocarburos en las zonas a licitar, esa información no garantiza la existencia de hidrocarburos, ni en su caso de la calidad. Asimismo, el riesgo exploratorio de la mayoría de las áreas de esta licitación se considera alto, por lo que no se garantiza que aun si se descubren hidrocarburos éstos se encuentren en cantidades suficientes para justificar su explotación.
- ii) **Riesgo de precio:** al ser el hidrocarburo un bien comerciable, su precio se determina en los mercados internacionales por lo que el contratista será "precio aceptante"; como se ha observado en años recientes, los precios internacionales están sujetos a un alto grado de volatilidad e incertidumbre; dado que el horizonte de inversión de este tipo de proyectos fácilmente puede superar tres décadas, el riesgo de precios es significativo.
- iii) **Riesgo comercial y de costos:** únicamente cuando se realiza al menos una perforación, es que se puede tener certeza de las inversiones que serán necesarias para en su caso explotar comercialmente los yacimientos. Además, a lo largo de la vida del proyecto, los costos de los insumos pueden presentar también una alta variabilidad. En el caso de áreas de gas no asociado, el riesgo comercial es especialmente acentuado por su menor valor relativo y la necesidad de generar la infraestructura necesaria para desarrollar este tipo de recurso.

Es importante señalar tres controles particulares del diseño propuesto que incentivan a que cada licitante presente las mejores ofertas posibles, no sólo en términos de valor sino de factibilidad de desarrollo: 1) sólo existe una oportunidad de ofertar; 2) las propuestas no pueden ser modificadas una vez enviadas; y 3) es costoso abandonar la licitación una vez que se hace la propuesta.

En general, se ha considerado que lo más relevante para que se aseguren recursos adecuados para el Estado es contar con un régimen fiscal progresivo. En general, lo anterior se logra a través de dos fuentes: i) la estructura de las regalías consideradas por Ley, que es sensible a los distintos niveles de precios, y ii) el mecanismo de ajuste contemplado en los Contratos.

Adicionalmente, la SHCP indicó que: (i) el proceso de licitación será abierto y equitativo para los participantes; (ii) el mecanismo de adjudicación se hará público al momento de publicar las BASES en la página electrónica de Rondas México, en apego al principio de máxima publicidad; y (iii) el esquema propuesto para la determinación del ganador para cada área contractual minimiza los riesgos de corrupción, pues la apertura de las propuestas de los precalificados se hace en presencia de todos los licitantes.²¹

A.2. Análisis en materia de competencia y libre concurrencia

El mecanismo de adjudicación se debe seleccionar en función de las características de los bienes que se subastan, del escenario previsible de concurrencia, y otros factores relevantes como las posibilidades de sustitución y complementariedad entre bienes, cuando se adjudica un determinado conjunto en un mismo proceso de licitación. Además, existen otros principios importantes en el diseño general de una

²¹ Páginas 2 y 3 del documento JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN, carpeta "Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)" del CD con folio 0003 del expediente.



licitación, como los grados de transparencia y el equilibrio entre participantes, que tienen un impacto significativo en el nivel de competencia por las áreas contractuales y, por tanto, en los resultados del proceso.

El mecanismo propuesto por la SHCP ofrece sencillez y facilidad de instrumentación para el convocante (no necesariamente para los interesados) y tiene respaldo en la práctica internacional. Sin embargo, la COFECE considera conveniente hacer las siguientes precisiones.

Selección del mecanismo

Del análisis de la documentación remitida, esta COMISIÓN identifica los siguientes elementos importantes en la selección del mecanismo de adjudicación que se utilizará en las LICITACIONES:

a) **Bienes múltiples.** Los dos procesos de adjudicación de la Ronda 2.4 suman ciento tres (103) áreas contractuales en siete (7) provincias geológicas.²²

Las áreas seleccionadas por la SENER se ubican tanto en áreas que no fueron solicitadas, como no otorgadas a Petróleos Mexicanos (PEMEX).

i. Para las treinta (30) áreas contractuales en aguas profundas existen estudios exploratorios.

- **Área Perdido.** Se encuentra mar adentro frente a las costas del estado de Tamaulipas, con tirantes de agua que van de trescientos (300) a tres mil (3,000) metros. En esta región se han asignado cuatro (4) áreas contractuales que colindan parcialmente con algunos de los bloques de la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS: dos a China Offshore Oil Corporation E&P México, S.A.P.I. de C.V. (1,678 y 1,877 km², con sísmica 3D en 100%); una al Consorcio Total E&P México, S.A. de C.V./Exxonmobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V. (2,977 km², con sísmica 3D en 80%); y otra al Consorcio Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V./Pemex Exploración y Producción/Inpex E&P México, S.A. de C.V. (1,687 km², con sísmica 3D en 100%).²³

Seis de los nueve bloques de la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS son colindantes con algunas de las asignaciones para exploración otorgadas a PEMEX en la Ronda 0, y con el bloque Trion, que esta Empresa Productiva del Estado (EPS) desarrollará gracias a una coinversión con la sociedad australiana BHP Billiton.²⁴

- **Cordilleras Mexicanas.** Provincia geológica ubicada mar adentro frente a las costas del estado de Veracruz, con profundidades de trescientos (300) a tres mil (3,000) metros. Los diez bloques de la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS serán los primeros en ser licitados en esta región.

²² Cifras calculadas con datos de la Tabla 7, p. 19 del Programa Quinquenal 2017.

²³ Programa Quinquenal 2017, pp. 10, 12 y 30; páginas 8 y 9 del ARCHIVO RONDA CERO, carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente, y resultados de la Ronda 1.4, en: <http://rondasmexico.gob.mx/104-ap-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/12/AR1-CPP.pdf>, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/12/AR4-CPP.pdf>, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/12/AR2-CPP.pdf>, y <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/12/AR3-CPP.pdf>.

²⁴ Programa Quinquenal 2017, p. 10 y ARCHIVO RONDA CERO, p. 9, carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente.

Dos de los diez bloques que se licitarán en esta Provincia se ubican en las vecindades de dos asignaciones para exploración de PEMEX en la Cuenca Salina.²⁵

- **Cuenca Salina.** Provincia geológica localizada hacia el centro del Golfo de México, frente a las costas del estado de Tabasco y del sur del estado de Veracruz, con profundidades de trescientos (300) a tres mil (3,000) metros. En esta provincia se asignaron cuatro áreas contractuales en la Ronda 1.4: al Consorcio Murphy Sur, S. de R.L. de C.V./ Ophir México Block 5 Salina, S.A. de C.V./ PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V./ Sierra Offshore Exploration, S. de R.L. de C.V. (2,573 km², con sísmica 3D en 100%); Consorcio PC Carigali México Operations, S.A. de C.V./ Sierra Coronado E&P, S. de R.L. de C.V. (2,359 km², con sísmica 3D en 100%); y dos al Consorcio Statoil E&P México, S.A. de C.V./ BP Exploration México, S.A. de C.V./ Total E&P México, S.A. de C.V. (2,381 km² y 2,287 km² con sísmica 3D en 100%).²⁶

Dos (2) de los bloques en esta Provincia se encuentran, en las vecindades de cuatro (4) asignaciones de PEMEX para exploración.²⁷

- **Plataforma de Yucatán.** Provincia geológica que se encuentra mar adentro, frente a las costas de la península de Yucatán y se extiende hasta Guatemala y Belice. En esta zona no se han licitado áreas contractuales, y PEMEX no recibió asignaciones.²⁸

ii. La LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES se relaciona con tres (3) provincias geológicas: Sabinas-Burro-Picachos,²⁹ Burgos³⁰ y Tampico-Misantla.³¹

- **Sabinas-Burgos.** En una porción noreste del estado de Nuevo León existen campos con recursos no convencionales, que fueron agrupados por la SENER y la CNH con algunos de la Cuenca de Burgos, para formar treinta y cinco (35) áreas contractuales en la región oriental de Nuevo León y el este de Tamaulipas,³² donde se pueden encontrar tanto recursos convencionales como no convencionales.

²⁵ ARCHIVO RONDA CERO, pp. 5, 8, 9 y 10, carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente.

²⁶ Programa Quinquenal 2017, pp. 10, 12 y 30; ARCHIVO RONDA CERO, pp. 8 y 9, carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente, y resultados de la Ronda 1.4, disponibles en: <http://rondasmexico.gob.mx/104-ap-seguimiento-y-transparencia/#resultado>, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/12/AR5-CS.pdf>, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/12/AR4-CS.pdf>, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/12/AR3-CS.pdf> y <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/12/AR1-CS.pdf>.

²⁷ ARCHIVO RONDA CERO, pp. 5, 8, 9 y 10, carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente.

²⁸ Ídem.

²⁹ Comprende principalmente la región norte-centro de Coahuila y el extremo occidental de Nuevo León. Programa Quinquenal 2017, p. 17, y Programa Quinquenal, p. 22.

³⁰ Abarca principalmente Tamaulipas y la parte oriental de Nuevo León. Plan Quinquenal, p. 22 y Programa Quinquenal 2017, p. 17.

³¹ Esta provincia incluye parte de los estados de Tamaulipas, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Veracruz. Plan Quinquenal, p. 22 y Programa Quinquenal 2017, p. 17.

³² Plan Quinquenal, p. 55 y Programa Quinquenal 2017, p. 30 y ARCHIVO RONDA CERO, p. 11, carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente.

Las ocho (8) áreas contractuales asignadas en la Cuenca de Burgos en la Ronda 1.3³³ están separadas de las consideradas para la Ronda 2.4. La información proporcionada en el expediente indica que una asignación para exploración y extracción de PEMEX es aledaña a tres de los bloques de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES.³⁴

- **Tampico-Misantla.** En la parte norte de esta Provincia Geológica se adjudicaron cinco (5) áreas contractuales que están alejadas de las áreas objeto de las LICITACIONES. La información del expediente indica que cuatro asignaciones de PEMEX son aledañas a algunas áreas objeto de las LICITACIONES.³⁵

En general, las sinergias y complementariedades entre áreas contractuales se logran con bloques contiguos o muy cercanos. De acuerdo a lo manifestado en la solicitud, los bloques fueron seleccionados considerando, entre otros elementos, que cada bloque tuviera “estructuras geológicas completas” en el caso de la Licitación Aguas Profundas y “columnas geológicas completas” en el caso de la Licitación Áreas Terrestres. Lo anterior hace suponer que la información geológica es relativamente independiente entre bloques por lo que la posibilidad de que la información de un bloque sea útil en determinar el éxito geológico de uno contiguo es relativamente baja.³⁶

b) Valor común del bien. La literatura de subastas identifica los bloques para explotar hidrocarburos como de “valor común”, considerando que los postores valúan de manera similar cada una de las áreas, basados en el conocimiento de los precios de los hidrocarburos que se observan en los mercados al momento de la licitación, así como de las expectativas de los precios futuros. Si bien

³³ Dos fueron adjudicadas al Consorcio Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V./ Nuvoil, S.A. de C.V./ Constructora Marusa, S.A. de C.V. (Benavides-Primavera, Mareógrafo); una a la sociedad Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V. (Calibrador); tres a Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V. (Carretas, Peña Blanca, Ricos); una a Construcciones y Servicios Industriales Globales, S.A. de C.V. (Duna) y a Sarreal, S.A. de C.V. (San Bernardo). Fuente: *Programa Quinquenal 2017*, pp. 8, 9, 12; Documento RONDA CERO, p. 11, anexo 6 de la Solicitud de Opinión y http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/03/2_Benavides_Primavera.pdf, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/12-Mareo%CC%81grafo.pdf>, http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/03/3_Calibrador.pdf, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/5-Carretas.pdf>, http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/03/18_Pena_Blanca.pdf, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/20-Ricos.pdf>, http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/03/8_Duna.pdf, http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/03/21_San_Bernardo.pdf.

³⁴ *Programa Quinquenal 2017*, p. 6, 9, 12 y ARCHIVO RONDA CERO, pp. 8 y 9, carpeta “Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)” del CD con folio 0003 del expediente.

³⁵ Un contrato fue asignado a Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. (Barcodón), tres al Consorcio Geo Estratos, S.A. de C.V./ Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V. (La Laja, Pontón y Tecolutla) y uno a Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. (Paso de Oro). Fuente: http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/03/1_Barcodon.pdf, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/04/10-La-laja.pdf>, <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/19-Ponto%CC%81n.pdf>, http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/03/24_Tecolutla.pdf, http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/03/17_Paso_de_Oro.pdf, *Programa Quinquenal 2017*, pp. 6, 9, 12 y ARCHIVO RONDA CERO, pp. 8, 9 y 11, carpeta “Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)” del CD con folio 0003 del expediente.

³⁶ Por ejemplo, para perforar un pozo con profundidad de 500 metros en áreas terrestres no convencionales, se estiman costos de 2.888 millones de dólares, y de 11.225 millones para un pozo de 7 mil metros de profundidad. Fuente: Archivo “PMT No Convencionales_2Jun17.xlsx, pestaña “Perforación”, carpeta “Anexo 5 (Información DGEEH)” del CD con folio 0003 del expediente. Para un pozo con profundidad de mil mbnm, tirante de agua de 500 a mil metros se estiman costos de 12 millones de dólares y de 179.9 millones de dólares para un pozo con profundidad de diez mil mbnm, tirante de agua de más de dos mil metros. Fuente: Archivo “PMT_AguasProfundas_29may17.xlsx, pestaña “Perforación”, carpeta “Anexo 5 (Información DGEEH)”, subcarpetas “Perfiles” y “AP” del CD con folio 0003 del expediente.

ninguno de los licitantes tiene información precisa sobre los precios futuros, sus valoraciones podrían estar correlacionadas.³⁷

Las expectativas sobre los volúmenes de extracción dependen principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad en el momento de estimar e interpretar esta información. El nivel de incertidumbre implícito en estos aspectos se evalúa clasificando las cantidades estimadas de hidrocarburos en reservas³⁸ probadas, probables y posibles, así como en recursos prospectivos:

Adicionalmente, los licitantes tienen que estimar la cantidad y calidad de hidrocarburos que podrían obtener, así como el tipo de equipos que utilizarán, los costos de tales equipos y el nivel de financiamiento necesario para desarrollar cada bloque. A la vez, los costos de la exploración y extracción son en general significativos y se encuentran estrechamente asociados a las posibilidades de éxito geológico (probabilidad de encontrar una acumulación económicamente viable de hidrocarburos) que implican altos niveles de incertidumbre.³⁹

Así, se observan los siguientes factores relacionados con la valoración de las áreas para explorar y extraer hidrocarburos en una licitación: **i)** el conocimiento general de los precios internacionales de estos productos; **ii)** la interpretación de cada empresa de lo que se podría extraer del subsuelo basada en estudios sísmicos, perfiles geológicos, y la forma en que valora los distintos tipos de reservas; y **iii)** el número y las características de los yacimientos que está explotando en una misma jurisdicción y/o en diversas partes del mundo, su experiencia o especialización en algún tipo de prospecto geológico, etc.

En un contexto de alta incertidumbre con elementos de valor común, la valoración de cada licitante es relevante para la valoración de los demás; de modo que un mecanismo de adjudicación que permita una etapa de descubrimiento de precios incrementa la efectividad de la subasta.⁴⁰

c) Posición de PEMEX frente a otros interesados. En la Ronda 0 se autorizaron doscientas cuarenta y ocho (248) campos de extracción y cuarenta (40) áreas de exploración a PEMEX, para los que

³⁷ Haile, P., Hendricks, K., Porter, R. y Onuma, T. (2012), "Testing Competition in U.S. Offshore Oil and Gas Lease Bidding". Cramton, Peter (2007), "How Best to Auction Oil Rights", en Humphreys, Macartan, Jeffrey Sachs y Joseph Stiglitz, *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, 2007, cap. 5. Haile, P., Hendricks, K. y Porter, R. (2015), "Recent U.S. Offshore Oil and Gas Lease Bidding: A Progress Report", *International Journal of Industrial Organization*, 28, pp. 390-396.

³⁸ Las reservas son los volúmenes de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural que se estima extraer en cantidades comercialmente viables, calculados bajo ciertas referencias, en una fecha determinada. La estimación de las reservas se realiza con métodos geológicos y de ingeniería que parten de procesos de caracterización de yacimientos, ingeniería de yacimientos, de producción y evaluación económica. Fuente: *Programa Quinquenal 2017*, p. 20 y http://www.pemex.com/ayuda/preguntas_frecuentes/Paginas/reservas_hidrocarburos.aspx.

³⁹ Para evaluar el éxito y el riesgo geológico se consideran parámetros geológicos, geofísicos y geoquímicos que tienen cierta probabilidad de existir, y que indican la presencia de hidrocarburos: roca generadora, roca almacenadora, roca de trampa, roca sello y sincronía o dinámica del campo. La probabilidad del éxito geológico se obtiene multiplicando las probabilidades de ocurrencia de cada uno los elementos antes referidos. Las bajas probabilidades se deben a que las características de los diferentes niveles del subsuelo a perforar son desconocidas, por lo que las empresas toman sus decisiones a partir de la interpretación de las imágenes generadas por los reflejos sonoros del subsuelo, estimaciones basadas en modelos teóricos, así como en la experiencia y conocimiento de la persona que interpreta los datos que arroja la exploración superficial. Fuente: Expediente LI-019-2015, folio 0275.

⁴⁰ La literatura de subastas indica que, típicamente, el componente de valoración privada tiene una importancia secundaria. Véase Cramton, Peter (2007), "How Best to Auction Oil Rights", en Humphreys, Macartan, Jeffrey Sachs y Joseph Stiglitz, *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, 2007, cap. 5. p. 120.



logró demostrar que contaba con las suficientes capacidades técnicas, financieras y de ejecución para una explotación y el desarrollo eficiente de los recursos. Estos recursos representan una parte significativa de las reservas 2P. Dentro de ese total, recibió cuarenta y seis (46) asignaciones en aguas profundas y zonas terrestres de recursos no convencionales, integradas por tres (3) áreas de extracción y treinta y cuatro (34) de exploración en aguas profundas, y nueve (9) de exploración en zonas terrestres de recursos no convencionales.⁴¹

Algunos bloques de la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS y de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES son adyacentes a alguna de las asignaciones de PEMEX para exploración. En virtud de los elevados niveles de incertidumbre sobre las probabilidades de encontrar hidrocarburos en cantidades comercialmente explotables y los altos costos que implica la perforación de pozos exploratorios, es poco probable que tales vecindades impliquen una ventaja significativa. Asimismo, como se mencionó previamente, la forma de selección de los bloques en esta Ronda implica que la información de cada uno de ellos es relativamente independiente y por lo tanto Pemex no tendría ventaja de contar con la información de bloques contiguos.

Por otro lado, el hecho de que las áreas contractuales que se licitarán en la Ronda 2.4 incluyan campos que no fueron otorgados a PEMEX porque no demostró contar con capacidades financieras y de ejecución suficientes para un desarrollo eficiente de las áreas que le fueron negadas,⁴² indican que esta empresa no se encuentra en una situación más favorable frente a otros agentes económicos.

- d) **Asimetrías de información.** Todos los posibles interesados desconocen las verdaderas características geológicas de las áreas que se licitarán, así como la cantidad y tipo de hidrocarburos que efectivamente contienen.

La información geológica que PEMEX había generado en los años previos a la apertura de sector petrolero a la inversión privada, incluyendo la que corresponde a las áreas de LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS y de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES ha sido transferida a la CNH. Además, los ganadores de áreas contractuales también deben entregar información a la CNH y existe un número importante de agentes económicos autorizados para realizar actividades de exploración que ponen a disposición de las empresas petroleras.⁴³

Por lo anterior, se estima que no existen elementos para considerar que existen asimetrías en el acceso a información para los interesados en participar en las LICITACIONES de la Ronda 2.4.

- e) **Asociación entre grandes operadores.** En las BASES no se toma en cuenta la figura de Empresa o Compañía Petrolera de gran escala que se incluyó en las dos primeras convocatorias de la Ronda 1, lo que permitiría la formación de consorcios y asociaciones en participación sin restricción alguna respecto del tamaño de las integrantes.

⁴¹ La suma de reservas estimadas de las asignaciones es 435 MMbpce, los recursos prospectivos estimados en aguas profundas son de 5,013 MMbpce y para zonas terrestres no convencionales de 5,223 MMbpce. Fuente: ARCHIVO RONDA CERO, pp. 3 y 4, carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente y *Programa Quinquenal 2017*, p. 6.

⁴² ARCHIVO RONDA CERO, pp. 3 a 5 y 8, carpeta "Anexo 6 (Información técnica Ronda 0)" del CD con folio 0003 del expediente.

⁴³ Véase <http://portal.cnh.cnh.gob.mx/> y <http://www.gob.mx/cnh/documentos/consulta-el-padron-ares>.

En un contexto en el que los recursos que se requieren para la exploración y extracción de hidrocarburos son en general elevados, y se observan condiciones desfavorables de los mercados de hidrocarburos con una evolución futura incierta, la asociación entre grandes empresas petroleras podría facilitar un desarrollo viable de campos y suponer mayor concurrencia en la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS y de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES. No obstante, las áreas más extensas como las consideradas en estas licitaciones también podrían implicar ventajas a favor de estos agentes económicos, que cuentan con mayores recursos técnicos y económicos.

En efecto, es de esperar que una mayor extensión de las áreas a licitar conlleve el uso de mayores recursos para comprobar la existencia de hidrocarburos y explotar los yacimientos, lo cual podría generar incentivos en los grandes jugadores para formar consorcios y asociarse sólo entre ellos. Una situación como ésta podría afectar la concurrencia de empresas de menor tamaño relativo, cuya participación individual no pueda ser viable ante los elevados requerimientos financieros de la explotación de campos.

En razón de lo anterior, se considera necesario incluir en las BASES de la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS y de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES la definición de “*Compañía petrolera de gran escala*”⁴⁴, y señalar que no será posible la formación de consorcios y asociación en participación que incluyan a más de una de esas empresas. Esta medida, aunada a la prohibición de que una misma compañía, o alguna otra empresa que forme parte del mismo grupo de interés económico presente posturas por un mismo bloque, ya sea directa o indirectamente en lo individual o a través de consorcios, permitirán prevenir conductas que generen efectos dañinos a la concurrencia y competencia en el proceso licitatorio, y contribuirán al logro de los objetivos de estas licitaciones.

Conclusiones sobre el mecanismo de asignación

Esta COMISIÓN considera que, para el caso de bienes múltiples con valores comunes dentro de un contexto de incertidumbre, una subasta abierta ascendente tiene mayor potencial para generar las mejores condiciones en beneficio del Estado, frente a la subasta a primer precio en sobre cerrado.⁴⁵

⁴⁴ De acuerdo con la SENER, una *Compañía petrolera de gran escala* es cualquier compañía petrolera que individualmente o en conjunto con cualquier otra de sus compañías filiales o sobre las que ejerza el control o tenga influencia significativa, tuviera una producción promedio de petróleo, gas natural o condensados mayor o igual a 1'600,000 barriles diarios de petróleo crudo equivalente en un año previo. Véase, por ejemplo, las versiones públicas de las bases de las licitaciones CNH-R01-L01/2014 (Ronda 1.1), CNH-R01-L02/2015 (Ronda 1.2) y CNH-R01-L03/2015 (Ronda 1.3); y la versión pública de la resolución LI-003-2015 (Ronda 1.3). En la resolución del expediente LI-013-2014 (Ronda 1.2), la COMISIÓN utilizó el término “operadores principales” para referirse a *Compañías petroleras de gran escala*. Fuentes: http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/09/R01L01_Bases-Licitacion_20150609.pdf (Ronda 1.1); <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/20150825-Bases-actualizadas.pdf> (Ronda 1.2); http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/R01L03_Bases-Licitacion_20151120.pdf (Ronda 1.3); LI-013-2014: <http://www.cofece.mx:8080/cfresoluciones/docs/Procesos%20de%20Privatizacion%20y%20Licitaciones/V227/0/2081228.pdf> y LI-003-2015: <http://www.cofece.mx:8080/cfresoluciones/docs/Procesos%20de%20Privatizacion%20y%20Licitaciones/V249/3/2306005.pdf>.

⁴⁵ No pasa desapercibido para esta COMISIÓN que la SHCP, en el numeral 3 del documento JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN, pp. 4 y 5, carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente, señaló que la subasta al primer precio en sobre cerrado permite maximizar los ingresos del Estado considerando que los licitantes tienen un cierto grado de aversión al riesgo y tienen valoraciones privadas independientes sobre las áreas contractuales; para apoyar lo anterior, se cita el documento de Maskin, Eric y John Riley, “*Asymmetric Auctions*”, *The Review of Economic Studies*, 67, 2000. En opinión de esta COMISIÓN este documento no es aplicable al caso que nos ocupa, ya que la cita de dicho documento resulta incorrecta pues ésta no es un resultado o conclusión del mismo.



Una subasta abierta ascendente permite, a través de la puja de los postores, que éstos obtengan información sobre el valor común de los bienes durante el proceso de licitación (fenómeno conocido como “descubrimiento de precios”), lo que reduce la incertidumbre de los participantes e incentiva la participación de un número mayor de postores y de ofertas más agresivas, representativas de la verdadera valoración que cada uno da al bien. De esta manera, se generan los mayores incentivos a la participación de postores, eficiencia y competencia. En contraste, un esquema de sobre cerrado no permite obtener información sobre el valor común de lo licitado, lo que generalmente provoca postores cautelosos y menores incentivos a la concurrencia a través de una menor cantidad de postores.⁴⁶

Entre los diversos formatos de subastas abiertas ascendentes, para esta COMISIÓN la más adecuada para licitar bloques múltiples es la subasta abierta simultánea ascendente tipo “clock”. Este tipo de subastas consiste de rondas múltiples, en las que el subastador anuncia los precios de cada bien licitado y los postores revelan, a través de pujas para cada uno, si tienen interés al precio anunciado. Los precios aumentan cuando existe más de un interesado y la subasta termina cuando queda un solo interesado en la puja de cada bien.

La subasta simultánea ascendente podría ser relativamente más proclive a la colusión, ya que la revelación de las posturas favorece las señales en precios. Sin embargo, este problema se puede resolver con el anonimato tanto de las posturas en general como de las posturas provisionales ganadoras, lo que contrarresta las posibilidades de colusión.⁴⁷

Esta COMISIÓN considera que para incentivar la concurrencia a la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS y de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES es necesario aplicar el mecanismo de subasta abierta simultánea ascendente tipo “clock” para lograr la maximización de los ingresos del Estado. Asimismo, este tipo de subastas reducen los riesgos a una sobrevaloración del bien subastado, mitigando el riesgo de la maldición del ganador ya mencionado y sus posibles efectos inhibidores en la agresividad por competir con posturas mayores, así como reducir las posibilidades de retiro de oferta de los postores y de declarar la subasta desierta por no superar los precios de reserva establecidos. De la misma manera, este tipo de diseño tiene la bondad de eliminar los riesgos de abandono de contrato, y las posteriores adjudicaciones a segundo lugar, que resultaron en adjudicaciones en términos menos favorables al Estado en licitaciones previas.⁴⁸

La premisa de que con aversión al riesgo se rompe el teorema de equivalencia del ingreso no se demuestra en el documento citado, sino que el documento cita trabajos anteriores, de distintos autores, que muestran qué sucede cuando hay aversión al riesgo en una subasta. Dichos trabajos, suponiendo valores individuales, muestran que la subasta a sobre cerrado le permite obtener más ingresos al subastador de lo que le permitiría una subasta ascendente. La intuición detrás de dicho resultado está en que, al ser adversos al riesgo, los pujantes tendrían una mayor utilidad marginal en caso de no ganar el bien, lo que implica mayor agresividad en pujas que en caso de neutralidad al riesgo. Al respecto, incluso esos documentos y resultados no tienen sentido en la subasta en comento, pues todos se basan en el supuesto de valores individuales, el cual no aplica para el caso en análisis pues estamos hablando de subastas de valores comunes o afiliados en los que, como el trabajo de Maskin y Riley plantea, aplica el teorema de Milgrom y Weber.

⁴⁶ Tal comportamiento se relaciona con la “maldición del ganador”, que conduce a la sobrevaloración del bien subastado cuando los licitantes compiten por bienes múltiples de valor común. Para evitar lo anterior, los postores son por lo general menos agresivos, lo que resulta en ingresos menores a los esperados.

⁴⁷ Véase Cramton, Peter (2007), “How Best to Auction Oil Rights”, en Humphreys, Macartan, Jeffrey Sachs y Joseph Stiglitz, *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, 2007, cap. 5.

⁴⁸ Para prevenir este tipo de comportamientos y resultados, en el numeral 4.1, inciso f) de las bases de las dos licitaciones de la Ronda 2.4 se incluyó que no se podrán considerar propuestas o celebrar contratos con compañías, consorcio o asociaciones en participación y sus



Otros aspectos del mecanismo

El artículo 6 de la LISH dispone que en los contratos de licencia se establecerán las siguientes contraprestaciones a favor del Estado por: **i)** un bono a la firma; **ii)** la cuota contractual para la fase exploratoria;⁴⁹ **iii)** las regalías, determinadas conforme el artículo 24 de la LISH;⁵⁰ y, **iv)** una contraprestación que se determinará en los contratos, considerando la aplicación de una tasa al valor contractual de los hidrocarburos.

De acuerdo con el artículo 7 de la LISH, el bono a la firma “*será determinado por la [SHCP] para cada Contrato y su monto, así como sus condiciones de pago, se incluirán en las bases de la licitación para su adjudicación*”.

Por otro lado, el cuarto párrafo del artículo 26 de la LISH señala que las “*variables de adjudicación estarán asociadas al monto o porcentaje de recursos que reciba el Estado, así como, en su caso, al monto que el Contratista comprometa como inversión*”, y que la SHCP “*podrá optar por incluir en cualquier Contrato cualquiera de las Contraprestaciones señaladas en esta Ley o una combinación de las mismas.*”

A continuación, se presentan las consideraciones de esta autoridad en materia de competencia sobre estos aspectos del mecanismo de adjudicación.

a. Criterio de adjudicación. El ganador del contrato de cada área será el participante que haya presentado la propuesta económica que contenga el Valor Ponderado de la Oferta (“VPO”) más elevado, calculado hasta el tercer decimal.⁵¹ Para los contratos que se adjudiquen en las dos licitaciones de la Ronda 2.4, el bono a la firma será “*equivalente a cero*”.⁵²

Fórmula para calcular el VPO para la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS.

El VPO resulta de sumar a la Regalía Adicional⁵³ que cada licitante oferte por cada área y un Factor de Inversión que corresponde al “*compromiso de inversión adicional durante el Periodo de Exploración*”, que se aplicará si los licitantes deciden incluir este concepto en sus propuestas.⁵⁴ El VPO se calculará con la siguiente fórmula:⁵⁵

miembros que al ser segundo lugar adjudicado, no hubieran firmado el contrato adjudicado como primer lugar en otra área contractual por causas imputables a esos agentes económicos. Página 1 del archivo “Justificación a las Reglas de Participación R2C4”, carpeta “Anexo 7 (Reglas de participación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁴⁹ Corresponde a la cuota por la parte del área contractual que no se encuentre en la fase de producción, de conformidad con lo establecido en el artículo 23 de la LISH.

⁵⁰ El monto de las regalías por tipo de hidrocarburo se calculará aplicando la tasa determinada de conformidad con las fracciones I a III del artículo 24 de la LISH, sobre el valor contractual del petróleo, del gas natural y de los condensados, según corresponda.

⁵¹ Archivo 349-B-448 con anexos, p. 5 y 349-B-449 con anexos, p. 5, carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁵² Archivo 349-B-448 con anexos, p. 3 y 349-B-449 con anexos, p. 2, carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁵³ El valor de la regalía adicional se determina como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos, expresado en dos dígitos y dos decimales. Archivo 349-B-448 con anexos, p. 5, carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁵⁴ *Ibidem*, p. 5.

⁵⁵ *Ibidem*, p. 3.

$$VPO = 4 \times \left[\text{Regalía Adicional} + \left(11.5 \times \frac{\text{Regalía Adicional}}{100} + 3.45 \right) \times \text{Factor de Inversión} \right]$$

El valor de la Regalía Adicional se expresará a dos dígitos y dos decimales. El Factor de Inversión es una “variable discreta” que sólo podrá adoptar uno de tres valores: i) 1.5 (uno punto cinco) en caso de que el licitante adquiriera compromiso de inversión adicional igual a las unidades de trabajo requeridas para cada Área Contractual, equivalentes a dos pozos exploratorios;⁵⁶ ii) 1 (uno) para un compromiso de inversión adicional igual a las unidades de trabajo equivalentes a un pozo exploratorio; y iii) 0 (cero) si no se ofrece inversión adicional.

Fórmula para calcular el VPO para la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES.

Para esta licitación, el VPO se calculará considerando el valor de la Contraprestación Adicional⁵⁷ que cada licitante oferte por cada área y un Factor de Inversión que corresponde al “compromiso de inversión adicional durante el Periodo de Exploración”.⁵⁸ El VPO se calculará con la siguiente fórmula:⁵⁹

$$VPO = \left[\text{Contraprestación Adicional} + 2.1 \times \left(\frac{\text{Factor de Inversión}}{10,000} \right) \right]$$

El valor de la Contraprestación Adicional se expresará a dos dígitos y dos decimales. El Factor de Inversión se expresará en Unidades de Trabajo como un número positivo. Al respecto, los criterios señalan que “el licitante solo podrá ofrecer un máximo de Unidades de Trabajo equivalente a aquellas requeridas para la ejecución de la segunda y tercera etapa del desarrollo de un bloque no convencional, de conformidad con lo establecido en las Bases de Licitación.”⁶⁰

En caso de empate, para ambas licitaciones se prevé como primer criterio para determinar al ganador a quién ofrezca el mayor pago en efectivo. Para estos efectos “las empresas entregarán en un sobre cerrado en el que se incluya una cuartilla impresa (...) que contenga su oferta de pago en efectivo. La entrega de dicho sobre cerrado será de manera simultánea a la entrega de la propuesta económica (...)”.⁶¹ Si el empate persiste, se utilizará el método de insaculación, sin perjuicio de la obligación de pagar la cifra que resulte del primer criterio de desempate.⁶² También se prevé, que

⁵⁶ Es el equivalente a pozos exploratorios durante el Periodo de Exploración, con las especificaciones establecidas en las bases y el contrato del área respectiva. *Ibidem*, p. 5.

⁵⁷ El valor de la contraprestación adicional se calcula como porcentaje de la utilidad operativa del proyecto. Archivo 349-B-449 con anexos, p. 5, carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁵⁸ *Ibidem*, p. 5.

⁵⁹ *Idem*.

⁶⁰ *Idem*.

⁶¹ Archivo 349-B-448 con anexos, p. 8 y 349-B-449 con anexos, p. 8, carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁶² *Idem*.



para el caso en que el ganador no formalice el contrato respectivo, se otorgará al licitante que haya ofrecido la segunda mejor oferta.

De acuerdo con lo manifestado en el expediente, la inclusión de la variable de inversión adicional en el criterio de adjudicación de la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS y de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES considera “que el programa mínimo establecido incluye únicamente estudios geológicos (sísmica)”, y que la “naturaleza de las variables de adjudicación relacionadas con la inversión será distinta, dependiendo si se trata de un área en aguas profundas o un área terrestre”.⁶³ Asimismo, se señala que:

“En virtud de que los hidrocarburos son considerados como mercancías que son intercambiadas en mercados competitivos (“commodities”), la competencia inducida por el mecanismo de adjudicación seleccionado no tiene implicaciones sobre el consumidor final. En cambio, contribuye a garantizar la competencia y transparencia en los procesos de licitación, de forma que el Estado obtenga las mejores condiciones para el desarrollo de los proyectos y a su vez pueda capturar una mayor renta petrolera en beneficio de la Nación.

*Finalmente, el mecanismo propuesto tiene como objetivo permitir que exista el mayor número posible de participantes, cuidando que efectivamente tengan la capacidad para realizar los proyectos en las áreas contractuales licitadas.”*⁶⁴

Esta COMISIÓN considera que establecer como primer criterio de adjudicación componentes adicionales al valor que los participantes están dispuestos a pagar podría distorsionar la competencia por obtener los contratos. Esto es así porque tales componentes, incluso los binarios o discretos sobre compromisos de inversión, tienden a desviar los incentivos de reflejar el verdadero valor que los licitantes están dispuestos a pagar por obtener las áreas, lo que podría conllevar a una reducción del esfuerzo para extraer los hidrocarburos con mayor rapidez.

Además, la combinación de lo anterior con: **i)** la entrega del sobre con la oferta de desempate al mismo tiempo que las propuestas, supone que cada licitante puede prever los casos en los que habrá coincidencias, aun cuando el rango de los precios de reserva fuese relativamente amplio; y **ii)** la previsión de otorgar el contrato al segundo lugar cuando el ganador no lo firme podría facilitar conductas tendientes a coordinar propuestas y actuaciones de los licitantes en el proceso de adjudicación.⁶⁵

Por lo anterior, la COFECE considera que el mecanismo más adecuado para prevenir especulaciones y asegurar la obtención de las mejores condiciones para el Estado es incluir en el mecanismo que el bono a la firma más alto sea el criterio de adjudicación, y se determine en las bases y demás documentos de las LICITACIONES un valor fijo para la regalía adicional y de la contraprestación

⁶³ JUSTIFICACIÓN MECANISMO DE ADJUDICACIÓN, p. 6, carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁶⁴ *Idem.*

⁶⁵ Para prevenir este tipo de efectos, en el numeral 4.1, inciso f) de las bases de las dos licitaciones de la Ronda 2.4 se incluyó que no se podrán considerar propuestas o celebrar contratos con compañías, consorcio o asociaciones en participación y sus miembros que, al ser segundo lugar adjudicado, no hubieran firmado el contrato adjudicado como primer lugar en otra área contractual por causas imputables a esos agentes económicos. Archivo “Justificación a las Reglas de Participación R2C4”, carpeta “Anexo 7 (Reglas de participación)” del CD con folio 0003 del expediente.

adicional, según corresponda, o bien, que esos valores fijos se den a conocer a todos los participantes con la debida antelación para que formulen sus pujas en la forma y términos indicados en las bases y demás documentos.

- b. **Precios de reserva.** De conformidad con el artículo 26, segundo párrafo, de la LISH, la SHCP establecerá los valores que serán aceptables para el Estado respecto a cualquiera de las variables de adjudicación (“precios de reserva”). La SHCP establecerá el momento y las condiciones bajo las cuales serán revelados los valores mínimos y máximos para la variable de adjudicación, a más tardar en la fecha que se publique la versión final de las BASES. En términos del artículo 20 del Reglamento de la LISH y para los efectos que corresponda, dichos valores no podrán divulgarse antes de la fecha que para tal efecto se determine.⁶⁶

Sobre la revelación de los precios de reserva de la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS y de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES, la SHCP ha previsto, con base en lo señalado en los artículos 6 fracción VIII y 9 del Reglamento de la LISH que “*la determinación y la divulgación de los valores mínimos y máximos*” de la regalía adicional y de la contraprestación adicional se realizará con antelación al acto de presentación y apertura de propuestas, y que dichos valores serán remitidos a la SENER y la CNH para que sean dados a conocer, en los medios electrónicos correspondientes, a más tardar diez (10) días hábiles antes de la fecha que se establezca para el acto de presentación y apertura de propuestas.”⁶⁷

No se aceptarán propuestas a los valores mínimos de la regalía adicional o de la contraprestación adicional, según corresponda. Tampoco se aceptarán: i) valores superiores al máximo considerado para la regalía adicional determinada como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos, o que sean distintos a los valores permitidos para la inversión adicional en la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS; y ii) valores superiores al valor máximo para la contraprestación adicional determinada como porcentaje de la utilidad operativa del proyecto, ni variables de inversión adicional que no sean enteros positivos en la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES.

Al respecto, esta COMISIÓN considera que revelar dichos precios facilitaría el intercambio de información y eliminaría los incentivos para diseñar ofertas más competitivas. En estas circunstancias, para prevenir actos, acuerdos o negociaciones entre participantes que tengan el objeto o efecto de establecer, concertar o coordinar posturas o la abstención en las LICITACIONES, e incentivar propuestas que redunden en mejores condiciones para el Estado, esta autoridad considera necesario que el o los valores mínimos de las variables de adjudicación se mantengan en secrecía durante todo el proceso.⁶⁸

⁶⁶ Publicado el treinta uno de octubre de dos mil catorce en el DOF. Este artículo establece que la resolución que emita la SHCP sobre las condiciones económicas relativas a los términos fiscales para los procesos de licitación de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como cualquier documento en posesión de la SENER o la CNH “*que contenga información derivada de la misma, deberá guardarse bajo la más estricta reserva, hasta que conforme a las distintas etapas del proceso de licitación, pueda publicarse o, en su caso, hasta que el Contrato correspondiente se haya formalizado.*”

⁶⁷ Archivo 349-B-448 con anexos, p. 2 y 349-B-449 con anexos, p. 2, carpeta “Anexo 2 (Mecanismo de adjudicación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁶⁸ *Idem.*

B. CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN

De conformidad con el artículo 23 de la LH, los interesados en presentar propuestas en los procesos de licitación para la adjudicación de contratos para exploración y extracción deberán cumplir con los criterios de precalificación respecto de los elementos técnicos, financieros, de ejecución y experiencia, en los términos señalados en los lineamientos que al efecto establezca la SENER. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 38 del RLH, en correlación con la fracción III del artículo 35 de ese mismo ordenamiento, las bases de licitación para adjudicar esos contratos deberán prever, entre otros elementos, el proceso de precalificación y los Lineamientos Técnicos. La fracción II del artículo 37 del RLH señala que los Lineamientos Técnicos se integran, entre otros, con los requisitos para acreditar los criterios de precalificación señalados en el artículo 23 de la LH.

Marco general de las BASES

De conformidad con los proyectos de BASES de la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS y de la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES proporcionados en el expediente citado al rubro, podrán participar todos los interesados⁶⁹ que cumplan con los requisitos establecidos en la etapa de precalificación para recibir la constancia respectiva,⁷⁰ ya sea que se trate de una compañía en lo individual (licitante individual), o de un conjunto de agentes económicos que concurren al proceso como un solo licitante (licitante agrupado⁷¹). En este último caso, los interesados pueden acudir como asociación en participación⁷² o consorcio.⁷³ Los licitantes agrupados deberán designar al integrante que será el operador del proyecto, que deberá tener por lo menos el treinta por ciento (30%) de la participación económica en el Consorcio o Asociación en Participación.⁷⁴

⁶⁹ De acuerdo con las bases: i) un interesado es una compañía que tiene interés en participar en alguna de las licitaciones de la Ronda 2.4 conforme a lo establecido en las bases respectivas; ii) una compañía puede ser cualquier empresa productiva del Estado, sociedad, corporación, fideicomiso, sociedad por acciones, asociación no corporativa, o cualquier otra análoga de naturaleza mercantil constituida conforme a las leyes del país de origen. Fuente: archivo "20170613 Proyecto Bases de Licitación Aguas Profundas" ("BASES AGUAS PROFUNDAS"), pp. 10 y 11 y archivo "20170613 Proyecto bases de licitación No Convencionales" (BASES NO CONVENCIONALES), pp. 10 y 11, carpeta "Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)" del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁰ La precalificación es la etapa en la que se analiza y evalúa la experiencia y capacidades técnicas, de ejecución, financieras y legales de cada interesado en participar en la licitación de que se trate, conforme al procedimiento establecido en las bases que correspondan.

⁷¹ El licitante agrupado se define como el "Consortio o Asociación en Participación que, una vez precalificados sus miembros en lo individual, obtiene la autorización de la Convocante para convertirse en Licitante y poder presentar una Propuesta de conformidad con lo establecido en [las Bases respectivas], en el entendido que dicho Consortio o Asociación deberá tener entre sus integrantes a un Operador. Los Licitantes Agrupados nombrarán al Operador Designado". BASES AGUAS PROFUNDAS, p. 11, y BASES NO CONVENCIONALES, p. 11; carpeta "Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)" del CD con folio 0003 del expediente.

⁷² Esta figura consiste en: "Dos o más Compañías precalificadas que tengan celebrado o que se obliguen a celebrar un contrato de asociación en participación conforme a la legislación mexicana y que podrán conformarse en un Licitante Agrupado para participar de forma conjunta en la Licitación, de conformidad con lo establecido en [las bases respectivas]". BASES AGUAS PROFUNDAS, p. 9, y BASES NO CONVENCIONALES, p. 9, carpeta "Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)" del CD con folio 0003 del expediente.

⁷³ En las bases se define consorcio como: "Dos o más Compañías precalificadas que podrán conformarse en un Licitante Agrupado para participar de forma conjunta en la Licitación de conformidad con lo establecido en [las bases respectivas], sin que para ello requieran constituir una nueva persona jurídica de conformidad con la Normatividad Aplicable". BASES AGUAS PROFUNDAS, p. 10, y BASES NO CONVENCIONALES, p. 10, carpeta "Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)" del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁴ El operador es la "Compañía que precalifica acreditando el cumplimiento de los requisitos legales y de procedencia de recursos financieros, así como los criterios técnicos, financieros, y de experiencia para dirigir, asumir la representación y el liderazgo en la ejecución del Plan de Exploración y/o el Plan de Desarrollo para la extracción de los hidrocarburos en un Área Contractual y de las relaciones con la CNH o cualquier Autoridad Gubernamental," al amparo del contrato respectivo. El operador designado es la "Compañía



Entre los miembros de un licitante agrupado se podrán incluir socios financieros bajo la figura de “No Operador”, que se podrá integrar a un proyecto en los términos previstos en las BASES de las LICITACIONES.⁷⁵

Las formas para acreditar los requisitos legales, financieros y formatos indicados tanto en los incisos 10.1, 10.5, 10.6, 10.7, 10.8 y 11 de las BASES de las LICITACIONES, como en los documentos especificados por la SENER para efectos de los criterios de precalificación que propone,⁷⁶ corresponden a los que normalmente se utilizan en procesos de licitación, y en sí mismos no implican barreras o impedimentos para participar en estas licitaciones.

De acuerdo con el numeral 12.1 de las BASES, el operador precalificado podrá participar como licitante individual y/o como parte de uno o más licitantes agrupados con otro operador o con otro no operador.⁷⁷ Lo anterior facilita que se concrete un mayor número de oferentes por área contractual, ya que si un cierto bloque es atractivo para uno de los integrantes del licitante en grupo, pero otro sólo lo es para otro de los integrantes, cada uno podrá buscar asociarse con otro agente económico para licitar por el área de su interés, o incluso esté en posibilidad de pujar por la misma de manera individual.

Los socios financieros (No Operadores) precalificados podrán participar únicamente formando parte de uno o más Licitantes Agrupados siempre que dentro de ello exista al menos un Operador. En la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS un mismo No Operador precalificado podrá formar parte de varios Licitantes Agrupados siempre que no presente más de una Propuesta para una misma Área Contractual (al igual que todos los demás interesados). En la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES un mismo No Operador precalificado sólo podrá formar parte de hasta cuatro Licitantes Agrupados.⁷⁸ De acuerdo con

precalificada como Operador en la Licitación y que es designada como tal por un Consorcio o Asociación en Participación en el Convenio Privado de Propuesta Conjunta”. BASES AGUAS PROFUNDAS, pp. 12 y 39; BASES NO CONVENCIONALES, p. 12 y 39, carpeta “Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)” del CD con folio 0003 del expediente. La existencia de un operador en los casos de participación en grupo como un solo licitante está prevista en los artículos 31 y 32, inciso B, de la LISH.

⁷⁵ Un no operador es una compañía “que precalifica acreditando el cumplimiento de los requisitos legales y de procedencia de recursos financieros, así como los criterios financieros, para asociarse con un Operador para la ejecución de los Planes de Exploración y/o Plan de Desarrollo para la extracción de hidrocarburos de en un Área Contractual al amparo del Contrato objeto de esta Licitación.” En los numerales 7.2, 7.6, 7.7, 9.6, 9.9, 12.1 y 12.5, entre otros de las bases de las licitaciones se indican las reglas para este tipo de interesados. BASES AGUAS PROFUNDAS, pp. 12, 22, 23, 28, 29, 32 y 41; BASES NO CONVENCIONALES, pp. 12, 22, 23, 28, 29, 32 y 41, carpeta “Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁶ Documento “CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN PARA EL PROCESO DE LICITACIÓN DE CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL MARCO DE LA CUARTA TERCERA CONVOCATORIA DE LA RONDA DOS” y “ANEXO 1 DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS. A. PROPUESTA DE CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN. CUARTA CONVOCATORIA DE LA RONDA DOS. ZONAS TERRESTRES NO CONVENCIONALES” y “B. PROPUESTA DE CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN. CUARTA CONVOCATORIA DE LA RONDA DOS. AGUAS PROFUNDAS” (“CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN”), archivo “Justificación Criterios de Precalificación R2C4” del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁷ BASES AGUAS PROFUNDAS, p. 39; BASES NO CONVENCIONALES, p. 42, carpeta “Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)” del CD con folio 0003 del expediente. En relación con lo anterior, en el expediente LI-010-2016 [respuesta al numeral 1, incisos b) y c) del requerimiento de información, folio 0015] la SENER explicó que esta medida considera las características de los proyectos y las (elevadas) inversiones requeridas “a fin de reflejar la capacidad administrativa” de las empresas para negociar en los consorcios. La regla de participación que establece que empresas que habiendo recibido adjudicación como segundo lugar no firmen el contrato para otra área contractual ganada como primer lugar por causas imputables a las mismas [establecida en el numeral 4.1, inciso f) de los proyectos de las bases de la Ronda 2.4, parecen estar encaminadas a prevenir conductas especulativas de los licitantes. BASES AGUAS PROFUNDAS, p. 17; BASES NO CONVENCIONALES, p. 17, carpeta “Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁸ Mediante la participación directa o indirecta en más de un Licitante Agrupado, o a través de compañías sobre las que ejerza control, excluyendo la participación indirecta de fuentes de fondeo tales como fondos de inversión; sujeto a que las compañías salvaguarden el



la información del expediente, esta condición tiene el objetivo de que participe una mayor variedad de participantes en las LICITACIONES de la Ronda 2.4.⁷⁹

La COFECE considera que para el caso de la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS y la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES, facilitar que un mismo interesado pueda participar en lo individual y/o con uno o más licitantes agrupados para ofertar por distintos bloques podría incentivar la concurrencia y, por tanto, podría ser favorable para la competencia, siempre y cuando se implementen mecanismos efectivos para evitar la colusión y el intercambio indebido de información, como los señalados en la sección C de esta resolución.

Propuesta de Criterios de Evaluación de Experiencia y Capacidades Técnica y de Ejecución.

ZONAS TERRESTRES NO CONVENCIONALES.

• "CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE EXPERIENCIA Y CAPACIDADES TÉCNICAS Y DE EJECUCIÓN OPERADORES.

Se verificará

1) Deberá demostrar:

(a) *Que cuenta con experiencia como operador en un (1) proyecto de exploración y/o extracción de hidrocarburos en zonas terrestres, en los últimos cinco (5) años, sin perjuicio de que el proyecto haya iniciado antes o terminado dentro de este periodo; o*

(b) *Que el personal propuesto para las posiciones gerenciales que se encargarán de las operaciones tenga cuando menos diez (10) años de experiencia gerencial y operacional, en el manejo de proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos en zonas terrestres; o*

(c) *Inversiones de capital en proyectos de exploración y/o extracción que en conjunto sean de por lo menos cien (100) millones de dólares, y*

2) Deberá demostrar que a) la Compañía o b) el personal propuesto, tiene experiencia en la implementación y operación de sistemas de gestión de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección ambiental en instalaciones o proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos durante los últimos cinco (5) años.⁸⁰

"DOCUMENTOS CON LOS QUE ACREDITARÁ LA EXPERIENCIA Y CAPACIDADES TÉCNICAS Y DE EJECUCIÓN OPERADORES. Documentos que deberán integrarse

[Para acreditar experiencia como Operador:]

(a) *Para la Compañía:*

Contrato, título de concesión de contratos de exploración y/o extracción de hidrocarburos o carta emitida por el ente o autoridad administradora de dicho contrato o título, que demuestre la experiencia requerida. El documento deberá presentarse en original o copia certificada (...)

En caso de presentar contratos de servicio, la Compañía deberá demostrar que asumió las siguientes actividades: (i) el fondeo de los servicios; (ii) la dirección, coordinación y riesgo de la ejecución; y (iii) que

debido cumplimiento de la confidencialidad que hayan suscrito. BASES AGUAS PROFUNDAS, pp. 42 y 49; BASES NO CONVENCIONALES, pp. 39 y 46, carpeta "Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)" del CD con folio 0003 del expediente.

⁷⁹ Página 2 del archivo "Justificación a las Reglas de Participación R2C4", carpeta "Anexo 7 (Reglas de participación)" del CD con folio 0003 del expediente.

⁸⁰ Documento "ANEXO 1 DE LOS LINEAMIENTOS TÉCNICOS, pp. 1 a 5, archivo "Criterios de Precalificación R2C4", carpeta "Anexo 1 (Criterios de precalificación)", folio 0003 del expediente.



los servicios abarcaron de manera enunciativa mas no limitativa, lo necesario para la producción. Por ejemplo, perforación, ingenierías, mantenimiento, construcción de infraestructura, etc. Para lo cual, deberá presentar una manifestación bajo protesta de decir verdad del representante legal en la que se indique que la empresa cumple con la experiencia solicitada. Dicha manifestación deberá llevarse a cabo: (i) ante fedatario público mexicano, o (ii) ante fedatario extranjero, la cual, deberá presentarse debidamente legalizada ante cónsul o apostillada (...)

En caso de que los documentos no sean públicos, se deberán proporcionar los datos de contacto institucionales u oficiales del ente o autoridad ante la cual fueron celebrados o emitidos los documentos presentados, para efecto de que se pueda validar su existencia.

(b) Para el personal propuesto:

Fichas curriculares del personal que acredite la experiencia mínima de diez (10) años en posiciones gerenciales y/u de operación; ambas en proyectos de exploración y/o de extracción de hidrocarburos, y que en conjunto hayan realizado entre otras: la dirección en actividades de exploración y/o extracción; el diseño y ejecución de planes de exploración y/o extracción, y la aprobación de presupuestos relativos a la inversión y gastos de proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos.

Se deberán presentar por lo menos tres (3) fichas curriculares conforme al formato que la CNH determine (...)

(c) Copia simple de la forma 10-K o 20-F registrada ante la Securities and Exchange Commission (SEC), o la forma equivalente registrada ante instituciones homólogas con las que se demuestren las inversiones de capital requeridas; u original o copia certificada de estados financieros auditados por una firma independiente de auditores especializados debidamente certificada o registrada para realizar dichas actividades conforme a las leyes del país de origen, mediante los cuales sustenten inversiones en exploración y/o extracción de hidrocarburos (...)

Los documentos anteriores podrán ser de cualquier año que se encuentre dentro del periodo de los últimos cinco (5) años (...)

En caso que de los estados financieros auditados (incluyendo aquellos contenidos en las formas 10-K o 20-F) no sea posible determinar claramente los montos de las inversiones realizadas en proyectos de exploración y extracción, se deberá adjuntar una nota aclaratoria en la cual se especifiquen las inversiones realizadas y el folio en el cual podrán ser verificadas.

[Para acreditar experiencia en gestión de seguridad industrial, operativa y protección ambiental:]

a) Para la Compañía:

Presentar escrito en el que explique y demuestre el sistema de gestión de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección ambiental en instalaciones o proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos terrestres y/o marinos que haya implementado durante los últimos cinco (5) años.

Adicionalmente, deberá acompañar (i) certificaciones técnicas, auditorías, inspecciones o dictámenes, tales como los que se mencionan a continuación de forma enunciativa y no limitativa: OHSAS 18001 (para seguridad en general y que considera certificación externa) e ISO 14001 (para ambiente en general y que considera certificación externa); (ii) en su caso una opinión emitida en 2015, 2016 o 2017 por alguna empresa internacional especializada, la cual indique que el sistema de gestión de seguridad industrial y protección ambiental se ajusta a prácticas internacionales para operaciones en proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos, o (iii) una certificación emitida para tales efectos por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

En cualquiera de los casos anteriores la documentación presentada deberá acreditar que el sistema ha sido operado por lo menos durante los últimos cinco (5) años. La documentación aquí referida podrá presentarse en original o copia certificada (...)

b) Para el personal propuesto:

Fichas curriculares del personal que acredite experiencia en los últimos cinco (5) años relativa a la implementación y operación de sistemas de gestión de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección ambiental en instalaciones o proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos.

Se deberá presentar por lo menos una ficha curricular conforme al formato propuesto por la CNH (...).⁸¹

• **“CRITERIOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA OPERADORES. Se verificará**

1) Deberá demostrar:

a) Un capital contable de al menos cien (100) millones de dólares, o

b) Activos totales por quinientos (500) millones de dólares y una calificación crediticia grado de inversión. Lo anterior, según Fitch Ratings, Moody's Investors Service, o Standard & Poors Rating Services.”⁸²

“DOCUMENTOS PARA ACREDITAR LA CAPACIDAD FINANCIERA OPERADORES. Documentos que deberán integrarse

(a) (b) Si cotizan en bolsa o son emisores de valores, presentar copia simple de la forma 10-K o 20-F registrada ante la Securities and Exchange Commission, o de la forma equivalente registrada ante instituciones homólogas con las que se acrediten el capital contable o los activos indicados; o presentar original o copia certificada de los estados financieros auditados (...)

Los documentos anteriores deberán sustentar el capital contable o los activos totales indicados correspondientes a los últimos cinco (5) años, y que en el promedio de los cinco (5) años acrediten el capital contable o los activos totales, o presentar únicamente los documentos correspondientes al año 2015, 2016 ó 2017, siempre y cuando éstos cumplan con el capital contable o los activos totales requeridos. (...)

El documento de calificación crediticia podrá ser de 2015, 2016 ó 2017 emitido por cualquiera de las siguientes empresas calificadoras: Fitch Ratings, Moody's Investors Service o Standard & Poors Rating Services. Solamente se aceptarán documentos de calificación crediticia emitidos por las oficinas de las mencionadas calificadoras ubicadas en las ciudades de Nueva York, Estados Unidos de América; Londres, Reino Unido; París, Francia; Toronto, Canadá o de cualquier ciudad en México. En dichos documentos se deberá acreditar una calificación de grado de inversión. Dicho documento deberá presentarse en original o copia certificada (...).⁸³

• **“CRITERIOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA NO OPERADORES. Se verificará**

1) Deberá demostrar que cuenta con capital Contable de al menos cincuenta (50) millones de dólares.”⁸⁴

“DOCUMENTOS PARA ACREDITAR LA CAPACIDAD FINANCIERA NO OPERADORES. Documentos que deberán integrarse

Si cotizan en bolsa o son emisores de valores, presentar copia simple de la forma 10-K o 20-F registrada ante la Securities and Exchange Commission, o de la forma equivalente registrada ante instituciones homólogas con las que se acredite el capital contable; o presentar original o copia certificada de los estados financieros auditados por una firma independiente de auditores especializados que esté certificada o

⁸¹ *Ibidem*, pp. 1 a 5.

⁸² *Ibidem*, p. 5.

⁸³ *Ibidem*, pp. 5 y 6.

⁸⁴ *Ibidem*, p. 6.

registrada para realizar dichas actividades conforme a las leyes del país de origen. Los estados financieros deberán sustentar el capital contable indicado (...)

Los documentos anteriores deberán sustentar el capital contable indicado correspondientes a los últimos cinco (5) años, y que en el promedio de los cinco (5) años acrediten el capital contable o presentar únicamente los documentos correspondientes al año 2015, 2016 ó 2017, siempre y cuando éstos cumplan con el capital contable requerido. (...)”⁸⁵

AGUAS PROFUNDAS.

- **“CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE EXPERIENCIA Y CAPACIDADES TÉCNICAS Y DE EJECUCIÓN OPERADORES. Se verificará**

1) Deberá demostrar:

- a) Que cuenta con experiencia como operador en un proyecto de exploración y/o extracción de hidrocarburos en aguas profundas o ultra profundas con tirante mayor a quinientos (500) metros, en los últimos cinco (5) años, sin perjuicio de que el proyecto haya iniciado antes o terminado dentro de este periodo; e
- b) Inversiones de capital en proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos, que en conjunto sean de por lo menos dos mil (2,000) millones de dólares, y

2) Deberá demostrar experiencia en la implementación y operación de sistemas de gestión de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección ambiental en instalaciones o proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos durante los últimos cinco (5) años.”⁸⁶

“DOCUMENTOS CON LOS QUE ACREDITARÁ LA EXPERIENCIA Y CAPACIDADES TÉCNICAS Y DE EJECUCIÓN OPERADORES. Documentos que deberán integrarse

[Para acreditar experiencia como Operador:]

(a) Contrato, título de concesión de contrato de exploración y/o extracción de hidrocarburos o carta emitida por el ente o autoridad administradora de dicho contrato o título, que demuestre la experiencia requerida. El documento deberá presentarse en original o copia certificada (...)

En caso de que el documento no sea público, se deberán proporcionar los datos de contacto institucionales u oficiales del ente o autoridad ante la cual fue celebrado o emitido el documento presentado, para efecto de que se pueda validar su existencia.

(b) Copia simple de la forma 10-K o 20-F registrada ante la Securities and Exchange Commission (SEC), o la forma equivalente registrada ante instituciones homólogas con las que se demuestren las inversiones de capital requeridas; u original o copia certificada de estados financieros auditados por una firma independiente de auditores especializados debidamente certificada o registrada para realizar dichas actividades conforme a las leyes del país de origen, mediante los cuales sustenten inversiones en exploración y/o extracción de hidrocarburos (...)

Los documentos anteriores podrán ser de cualquier año que se encuentre dentro del periodo de los últimos cinco (5) años (...)

En caso que de los estados financieros auditados (incluyendo aquellos contenidos en las formas 10-K o 20-F) no sea posible determinar claramente los montos de las inversiones realizadas en proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, se deberá adjuntar una nota aclaratoria en la cual se especifiquen las inversiones realizadas y el folio en el cual podrán ser verificadas.

⁸⁵ Ibidem, pp. 6 y 7.

⁸⁶ Ibidem, pp. 8 y 9.

[Para acreditar experiencia en gestión de seguridad industrial, operativa y protección ambiental:]

Presentar documento en el que explique y demuestre el sistema de gestión de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección ambiental en instalaciones o proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos que haya implementado durante los últimos cinco (5) años.

Adicionalmente, deberá acompañar (i) certificaciones técnicas, auditorías, inspecciones o dictámenes, tales como los que se mencionan a continuación de forma enunciativa y no limitativa: OHSAS 18001 (para seguridad en general y que considera certificación externa), ISO 14001 (para ambiente en general y que considera certificación externa), API RP 75 (para seguridad costa fuera; ésta no cuenta con requerimiento de certificación), Código IGS (Código internacional de gestión de la seguridad, aplica a plataformas móviles y auto elevables); (ii) en su caso una opinión emitida en 2015, 2016 o 2017 por alguna empresa internacional especializada, la cual indique que el sistema de gestión de seguridad industrial y protección ambiental se ajusta a prácticas internacionales para operaciones en proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos, o (iii) una certificación emitida para tales efectos por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

En cualquiera de los casos anteriores la documentación presentada deberá acreditar que el sistema ha sido operado por lo menos durante los últimos cinco (5) años. La documentación aquí referida podrá presentarse en original o copia certificada (...).⁸⁷

• **“CRITERIOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA OPERADORES. Se verificará**

1) Deberá demostrar:

a) Capital contable de al menos dos mil (2,000) millones de dólares; o

b) Activos totales por diez mil (10,000) millones de dólares y una calificación crediticia grado de inversión. Lo anterior, según Fitch Ratings, Moody's Investors Service, o Standard & Poors Rating Services.⁸⁸

“DOCUMENTOS PARA ACREDITAR LA CAPACIDAD FINANCIERA OPERADORES. Documentos que deberán integrarse

Si cotizan en bolsa o son emisores de valores, presentar copia simple de la forma 10-K o 20-F registrada ante la Securities and Exchange Commission, o de la forma equivalente registrada ante instituciones homólogas con las que se acrediten el capital contable o los activos indicados; o

Deberán presentar original o copia certificada de los estados financieros auditados por una firma independiente de auditores especializados que esté certificada o registrada para realizar dichas actividades conforme a las leyes del país de origen (...)

Los documentos anteriores deberán sustentar el capital contable o los activos totales indicados correspondientes a los últimos cinco (5) años y que en el promedio de los cinco (5) años acrediten el capital contable o los activos totales; o presentar únicamente los documentos correspondientes al año 2015, 2016 ó 2017, siempre y cuando éstos cumplan con el capital contable o los activos totales requeridos. (...)

Para los Operadores que acrediten el requisito financiero demostrando activos totales deberán presentar el documento de calificación crediticia podrá ser de 2015, 2016 ó 2017 emitido por cualquiera de las siguientes empresas calificadoras: Fitch Ratings, Moody's Investors Service o Standard & Poors Rating Services. Solamente se aceptarán documentos de calificación crediticia emitidos por las oficinas de las mencionadas

⁸⁷ Ibidem, pp. 8 a 10.

⁸⁸ Ibidem, p. 11.



*calificadoras ubicadas en las ciudades de Nueva York, Estados Unidos de América; Londres, Reino Unido; París, Francia; Toronto, Canadá o de cualquier ciudad en México. En dichos documentos se deberá acreditar una calificación de grado de inversión. Dicho documento deberá presentarse en original o copia certificada (...)*⁸⁹

• **“CRITERIOS DE EVALUACIÓN FINANCIERA NO OPERADORES. Se verificará**

1) Deberá demostrar que cuenta con capital contable de al menos doscientos cincuenta (250) millones de dólares.⁹⁰

“DOCUMENTOS PARA ACREDITAR LA CAPACIDAD FINANCIERA NO OPERADORES. Documentos que deberán integrarse

Si cotizan en bolsa o son emisores de valores, copia simple de la forma 10-K o 20-F registrada ante la Securities and Exchange Commission, o de la forma equivalente registrada ante instituciones homólogas con las que se acredite el capital contable; o

Presentar original o copia certificada de los estados financieros auditados por una firma independiente de auditores especializados que esté certificada o registrada para realizar dichas actividades conforme a las leyes del país de origen. Los estados financieros deberán sustentar el capital contable indicado. (...)

*Los documentos anteriores deberán sustentar el capital contable indicado correspondientes a los últimos cinco (5) años, y que en el promedio de los cinco (5) años acrediten el capital contable o presentar únicamente los documentos correspondientes al año 2015, 2016 ó 2017, siempre y cuando éstos cumplan con el capital contable requerido (...)*⁹¹

De los criterios de evaluación financiera propuestos se desprende que los interesados que pretendan ser operador de un proyecto y no cuenten con un capital contable de al menos cien (100) millones de dólares, o no tengan activos totales por al menos quinientos (500) millones de dólares con calificación crediticia grado inversión no podrán participar en la para la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES. De acuerdo con lo señalado por la SENER, estos requisitos *“se establecieron privilegiado el desarrollo eficiente y competitivo del proyecto y considerando la seguridad industrial y protección del medio ambiente, buscando que los licitantes tengan activos totales o capital contable suficientes para hacer frente a contingencias, como puede ser un derrame de hidrocarburos”*⁹²

Tampoco podrán participar como operadores en la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS, las empresas con un capital contable inferior a los dos mil (2,000) millones de dólares, o con activos totales inferiores a diez mil (10,000) millones de dólares y que cuenten con calificación crediticia grado inversión. Al respecto, la SENER señaló que estos requisitos *“se establecieron privilegiado el desarrollo eficiente y competitivo del proyecto y considerando la seguridad industrial y protección del medio ambiente: para los operadores se busca que tengan activos totales o capital contable suficientes para enfrentar posibles contingencias (...) Obligar a los interesados a aportar recursos propios como garantía para cubrir potenciales accidentes tiene la bondad de ser un mecanismo (además de la prima por el seguro) modifica de manera importante el comportamiento de los interesados y los incentiva a asumir*

⁸⁹ *Ibidem*, pp. 11 y 12.

⁹⁰ *Ibidem*, p. 12.

⁹¹ *Ibidem*, p. 12.

⁹² Documento CRITERIOS DE PRECALIFICACIÓN, p. 8, archivo “Justificación Criterios de Precalificación R2C4” del CD con folio 0003 del expediente.



*comportamientos menos riesgosos [...] y que prevé que estos requisitos financieros...] permitirán contar con un número aceptable de competidores, tal como ocurrió en la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno”.*⁹³

En el contexto de los requerimientos financieros antes referidos, la SENER estima que ciento cuatro (104) empresas tienen posibilidad de participar en la LICITACIÓN ÁREAS TERRESTRES, y cuarenta y ocho (48) en la licitación LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS.⁹⁴

Los criterios de precalificación también incluyen requisitos respecto de la procedencia de recursos financieros, de documentación legal y elementos técnicos, financieros, de ejecución y de experiencia a que hace referencia el artículo 23 de la LH.⁹⁵

En lo general, los criterios de precalificación sobre experiencia y capacidades técnicas y de ejecución no restringen la concurrencia en la Ronda 2.4. Los requisitos financieros para el operador, que están encaminados a asegurar la viabilidad financiera de los proyectos y la disponibilidad de recursos para desarrollarlos con las medidas de seguridad y protección ambiental suficientes para actividades de alto riesgo en estas materias, podrían implicar una concurrencia menos numerosa en estos procesos de adjudicación, por lo que se sugiere verificar que estos sean lo menos restrictivos posibles, con el objetivo de no limitar la concurrencia.

C. REGLAS PARA EVITAR COLUSIÓN Y OTRAS CONDUCTAS ANTICOMPETITIVAS

Para preservar las condiciones de competencia económica en la precalificación y adjudicación, esta autoridad considera importante que se incluyan en las BASES reglas que eviten canales de comunicación entre los licitantes e inhiban los incentivos para coordinar estrategias para participar en las LICITACIONES de contratos como los que se adjudicarán en la Ronda 2.4, ya que de otra forma se podrían generar actos colusivos en detrimento de la competencia en el proceso licitatorio. Para ello, se considera necesario lo siguiente:

1. En virtud de la situación de los mercados internacionales de hidrocarburos en el corto y mediano plazos, aunada a las circunstancias de incertidumbre en las que por lo general se toman las decisiones de inversión para la exploración y extracción de esos productos, se estima conveniente que los interesados puedan presentar ofertas a través de distintos licitantes agrupados; esto es, a través de diferentes asociaciones en participación y consorcios, ya que ello podría generar una mayor concurrencia. Lo anterior siempre que los licitantes no presenten de forma directa o indirecta, más de una propuesta por área contractual. Al respecto, el numeral 17.1, inciso c) de los proyectos de BASES contenidos en el expediente establece que:

“Cuando una Compañía presente más de una Propuesta para una misma Área Contractual, ya sea (i) de manera individual; (ii) mediante la participación directa o indirecta en más de un

⁹³ *Ibidem*, p. 13.

⁹⁴ Archivo “Metodología Empresas que podrían precalificar 2.4”, pp. 2, 3 y 5, carpeta “Anexo 8 (Metodología)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁹⁵ BASES AGUAS PROFUNDAS, p. 29 a 32; BASES NO CONVENCIONALES, pp. 30 a 33, carpeta “Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)” del CD con folio 0003 del expediente.

Licitante Agrupado, o (iii) de manera individual a través de Compañías, sobre las cuales se ejerza Control, excluyendo la participación indirecta de fuentes de fondeo tales como fondos de inversión, lo anterior, sujeto a que las Compañías salvaguarden el debido cumplimiento de las disposiciones de confidencialidad que hayan suscrito con motivo de su participación.”⁹⁶

Esta medida permite prevenir que un mismo agente económico pujan por un área contractual a través de distintos participantes. Para asegurar la efectividad de la medida, es importante que lo que se entiende por control o influencia significativa cubra todos los supuestos de participación accionaria, cruzada, control directo o indirecto. Para tal efecto, se recomienda considerar el concepto de grupo de interés económico, como en las bases de rondas anteriores.⁹⁷ En el anexo B de esta resolución se encuentran los criterios que esta Comisión aplica para determinar la existencia de un grupo de interés económico.

2. La regla de no presentar más de una propuesta para cada área contractual establecida en el numeral 17.1 inciso c) de las BASES no previene respecto de la participación indirecta de fuentes de financiamiento tales como fondos de inversión. Con el propósito de evitar que este tipo de participantes lleguen a tener control o influencia en las propuestas y decisiones de distintos licitantes agrupados, que pueda facilitar con ello el intercambio anticompetitivo de información, se considera necesario para la protección y promoción del proceso de competencia y libre concurrencia, establecer un “Protocolo de Comunicación” con el propósito de que dichos participantes guarden confidencialidad y se asegure su participación como meros inversionistas pasivos.
3. El numeral 4.1 inciso d) de las BASES de las LICITACIONES, establece que no podrán participar los interesados que tengan relaciones entre sí de participación cruzada de accionistas o socios comunes que ejerzan el control o una influencia corporativa de forma directa o indirecta en dichos licitantes.⁹⁸ Esta es una medida importante para evitar simulaciones que afecten la concurrencia efectiva y la competencia entre participantes.
4. Respecto a la declaración de los participantes en el sentido de que la propuesta ha sido elaborada y presentada de forma independiente y sin ningún tipo de coordinación con otro licitante, se recomienda utilizar el modelo de declaración de no colusión que se incluye como anexo 1 a esta resolución.
5. Proteger la secrecía del precio de reserva antes y durante el proceso de las LICITACIONES.

⁹⁶ BASES AGUAS PROFUNDAS, p. 46; BASES NO CONVENCIONALES, p. 49, carpeta “Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)” del CD con folio 0003 del expediente.

⁹⁷ En el numera. 17.1, inciso c) de la licitación de la Ronda 2.3 se incluye entre las causales de desechamiento de propuestas, que “una Compañía presente más de una Propuesta para una misma Área Contractual, ya sea (i) de manera individual; (ii) mediante la participación directa o indirecta en más de un Licitante Agrupado, o (iii) de manera individual a través de Compañías sobre las cuales se ejerza Control o pertenezcan de alguna u otra forma al mismo grupo de interés económico que un Licitante distinto a aquellos de los que forman parte, excluyendo la participación indirecta de fuentes de fondeo tales como fondos de inversión, lo anterior, sujeto a que las Compañías salvaguarden el debido cumplimiento de las disposiciones de confidencialidad que hayan suscrito con motivo de su participación.” Fuente: Página 47 del proyecto de bases, anexo 4 (Proyecto de bases de licitación), carpeta “201609-LI-016-2016-OP-121263-CD1”, folio 0015 del expediente LI-016-216.

⁹⁸ BASES AGUAS PROFUNDAS, p. 7; BASES NO CONVENCIONALES, p. 7, carpeta “Anexo 4 (Proyecto de bases de licitación)” del CD con folio 0003 del expediente.



D. CONSIDERACIONES ADICIONALES PARA FOMENTAR LA COMPETENCIA

Es necesario añadir que la incorporación de las medidas promotoras y protectoras en materia de libre concurrencia y competencia establecidas en esta resolución deben considerarse como un paquete de medidas para inducir o favorecer la mayor competencia posible en las LICITACIONES, ya que la conveniencia y posibles efectos de incluir unas sin las otras en dicha materia, requeriría evaluarse y resolverse en opinión diversa.

Finalmente, se señala que de acuerdo con el artículo 71 de la LFCE, es causa objetiva para iniciar una investigación en los términos previstos en el propio ordenamiento, cualquier indicio de existencia de prácticas monopólicas en las licitaciones que se realicen conforme a la LH.

Por lo antes expuesto y fundado, el Pleno de la COMISIÓN:

IV. RESUELVE

ÚNICO. - La incorporación de las medidas señaladas en la presente resolución está encaminada a proteger y promover la competencia y la libre concurrencia en las LICITACIONES.

Notifíquese por oficio.- Así lo resolvió, en la sesión de mérito, el Pleno de esta COMISIÓN por unanimidad de votos, excepto por lo que respecta a las "*Conclusiones sobre el mecanismo de asignación*" sobre el cual votó en contra el Comisionado Alejandro Faya Rodríguez por considerar que no existe un análisis empírico o evidencia suficiente que hagan suponer que el mecanismo de subasta ascendente tipo "*clock*" redundaría en un mayor grado de libre concurrencia y competencia, o en mejores condiciones de contratación en favor del Estado; y por lo que respecta a la "*Asociación entre grandes operadores*" sobre lo cual votaron en contra la Comisionada Presidenta Alejandra Palacios Prieto, el Comisionado Alejandro Faya Rodríguez y el Comisionado Jesús Ignacio Navarro Zermeño que se pronunciaron por no limitar la asociación entre grandes operadores en la LICITACIÓN AGUAS PROFUNDAS. Lo anterior, con fundamento en los artículos citados a lo largo de la presente resolución, y ante la fe del Secretario Técnico, con fundamento en los artículos 163, fracción IV de las DRLFCE; 4, fracción IV, 18, 19 y 20, fracciones XXVI, XXVII y LVI del Estatuto.

Alejandra Palacios Prieto
Comisionada Presidenta


Jesús Ignacio Navarro Zermeño
Comisionado

Martín Moguel Gloria
Comisionado

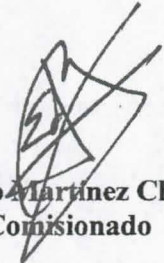


COMISIÓN FEDERAL DE
COMPETENCIA ECONÓMICA

Pleno
Resolución
Expediente No. LI-013-2017




Benjamín Contreras Astiazarán
Comisionado



Eduardo Martínez Chombo
Comisionado



Brenda Gisela Hernández Ramírez
Comisionada



Alejandro Faya Rodríguez
Comisionado



Fidel Gerardo Sierra Aranda
Secretario Técnico

c.c.p. José Luis Ambriz Villalpa.- Director General de Concentraciones.- COFECE.- Para su seguimiento.



ANEXO
DECLARACIÓN DE NO COLUSIÓN

[Nombre del representante o representante común de ser éste el caso], en representación de [Nombre de la persona física o moral] (en adelante, el "Licitante"), presento la(s) propuesta(s) adjunta(s) (en adelante, la(s) "Propuesta(s)"): [Los poderes para representar deben incluir el de firmar esta declaración a nombre de todos los que estén representados]:

Para: [Nombre y Clave del proceso en que participa]

Convocado por: [Nombre de la Convocante] (en adelante, la Autoridad Convocante"),

Vengo a presentar por mí y en representación del Licitante, la siguiente declaración de integridad de no colusión (en adelante, la "Declaración de no Colusión"):

- 1. He leído y entiendo los términos de la presente Declaración de no Colusión;*
- 2. Comprendo que si la Declaración de no Colusión no es verídica me expongo a incurrir personalmente y a comprometer la responsabilidad de mi representada, en ilícitos de carácter civil, penal y administrativo, y en especial de las penas en que incurre quien declara con falsedad ante autoridad distinta a la judicial, en términos del artículo 247 fracción I del Código Penal Federal. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que en términos de las legislaciones aplicables a este procedimiento se contemplan;*
- 3. Conozco la Ley Federal de Competencia Económica, en particular lo previsto en los artículos 53, 127 fracciones I, IV, X y XI, y párrafos cuarto y quinto; así como el artículo 254 bis del Código Penal Federal;*
- 4. Cada persona cuya firma aparece en la Oferta que se acompaña ha sido autorizada por el Licitante para definir los términos y condiciones de la Oferta y para firmarla, en su representación;*
- 5. Para los propósitos de la presente Declaración de no Colusión y de la(s) Propuestas(s) que se acompaña(n), entiendo que la palabra "Competidor" comprenderá cualquier persona física o moral, además del Licitante, afiliado o no con el Licitante, que:*
 - a) Haya presentado o pueda presentar una o más Propuestas de conformidad con las bases del presente proceso;*
 - b) Podría potencialmente presentar una o más Propuestas en el mismo proceso;*
- 6. El Licitante declara que (marque con una X uno de los siguientes cuadros):*
 - a) [] se ha presentado a este proceso en forma independiente sin mediar consulta, comunicación, acuerdo, arreglo, combinación o convenio con Competidor alguno;*
 - b) [] sí ha entablado consultas, comunicaciones, arreglos, combinaciones, acuerdos o convenios con uno o más competidores respecto de esta convocatoria. En el(los) documento(s) adjunto(s) declara información detallada, incluyendo los nombres de los Competidores y la*



naturaleza de tales consultas, acuerdos o convenios. [La información es especialmente relevante cuando la(s) Propuesta(s) involucre(n) Consorcios, Asociación en Participación o esquemas de subcontratación. En este supuesto, se deberán incluir los términos y condiciones en que participarán las personas involucradas];

7. *En particular y sin limitar la generalidad de lo señalado en los numerales 6 (a) o 6 (b), no ha habido consulta, comunicación, acuerdo, arreglo, combinación o convenio con Competidor alguno en relación a:*

- a) Métodos, factores o fórmulas empleadas para la estimación de porcentajes, costos, precios y demás elementos considerados para elaborar su(s) Propuesta(s);*
- b) La intención o decisión de presentar una o más Propuestas ya sea en lo individual o en conjunto con otros competidores ya sean Consorcios, Asociaciones en Participación o cualquier otro permitido; o bien;*
- c) La presentación de una o más Propuestas que no cumplen con las especificaciones del presente proceso;*

a excepción de lo expresamente estipulado en el numeral 6 (b) anterior;

8. *Además, no ha existido consulta, comunicación, acuerdo o convenio con Competidor alguno en cuanto a los proyectos de exploración y extracción a que se refiere este proceso, a excepción de lo que expresamente autorizan las bases de la licitación y la Autoridad Convocante, o conforme a los hechos revelados en concordancia con el numeral 6 (b) anterior;*

9. *Los términos de la(s) Propuestas(s) que se adjunta(n) no han sido ni serán revelados por el Licitante, para conocimiento de algún Competidor, en forma directa o indirecta con el objeto o efecto de manipular, fijar, o concertar Propuestas; manipular, establecer o concertar métodos, factores o fórmulas empleadas para la determinación de Propuestas; afectar o inducir la intención o decisión de presentar o no una o más Propuestas; o bien la presentación de una o más Propuestas que no cumplen con las especificaciones del presente proceso.*

Además, los términos de la(s) Propuesta(s) que se adjunta(n) no han sido ni serán revelados por el Licitante durante el proceso de licitación, incluido el acto de fallo, para conocimiento de algún Competidor, en forma directa o indirecta con el objeto o efecto de manipular, fijar, o concertar la provisión de bienes o servicios necesarios para desarrollar los proyectos en este proceso o conforme a lo expuesto en el numeral 6(b) anterior.

10. *Asimismo, manifiesto que por mí mismo o a través de interpósita persona, me abstendré de adoptar conductas para que, los servidores públicos de La Autoridad Convocante, induzcan o alteren las evaluaciones de las Propuestas, el resultado del procedimiento u otros aspectos que otorguen condiciones más ventajosas con relación a los demás participantes.*

(Nombre y Firma)

(Fecha)



ANEXO B

Existe un grupo de interés económico y consecuentemente una dirección económica unitaria, cuando se verifican o actualizan cualquiera de los siguientes criterios o una combinación de los mismos, cuando:

- a) una persona, directa o indirectamente, es tenedora o titular de acciones o partes sociales, con derecho pleno a voto, que representen más del cincuenta por ciento (50%) del capital social de dos o más personas morales;
- b) una persona es tenedora o titular de acciones o partes sociales con derecho a pleno voto de dos o más personas morales, cuyo valor representa el mayor porcentaje del capital social de estas personas, respecto a los demás accionistas de las mismas;
- c) una persona, directa o indirectamente, tenga la facultad de dirigir o administrar a una o más personas morales en virtud de las facultades que le otorga su posición dentro de los órganos de dirección y/o administración de la sociedad o sociedades en cuestión;
- d) una persona tenga la capacidad o derecho de designar la mayoría de los miembros del consejo de administración u órgano equivalente de otra persona;
- e) una persona, directa o indirectamente, tenga la capacidad o el derecho de designar al director, gerente o factor principal de otras personas;
- f) una persona y las vinculadas a esta por parentesco consanguíneo o por afinidad tengan participación en una o diversas personas morales;
- g) una o varias personas tengan la facultad de dirigir o administrar a otras personas morales en virtud de uno o varios contratos, incluyendo el acto constitutivo de dichas personas morales;
- h) las partes expresamente así lo reconozcan;
- i) las actividades mercantiles de una o varias sociedades se realizan preponderantemente con la sociedad controladora o con las personas morales controladas directa o indirectamente por la o las personas físicas que ejercen dicho control.