

Of. No. COFEME/19/1809

ACUSE

Asunto: Dictamen Preliminar respecto del anteproyecto denominado "Acuerdo de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifiquen la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural".

Ref. 65/0040/061118

Ciudad de México, 24 de abril de 2019

Lic. Ingrid Gallo Montero
Secretaría Ejecutiva
Comisión Reguladora de Energía

Presente

Me refiero a la respuesta a dictamen enviada por la dependencia respecto del anteproyecto denominado **Acuerdo de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifiquen la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural**, y a su respectivo formulario de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), ambos instrumentos remitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y recibidos en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER), a través del portal electrónico de la MIR¹, el día 17 de abril de 2019.

Sobre el particular es necesario precisar, que la información de la CRE da respuesta al oficio de número COFEME/19/0286 emitido por la CONAMER el 29 de enero de 2019, en seguimiento al procedimiento de mejora regulatoria establecido en la Ley General de Mejora Regulatoria² (LGMR).

En dicho oficio, la CONAMER solicitó a ese Órgano Regulador, lo siguiente:

- A. Respecto a los trámites y acciones regulatorias a crear, eliminar o modificar, la CRE indicaba que; "[...] se considera que 8 (ocho) de las 35 (treinta y cinco) acciones regulatorias forman parte de los requisitos incluidos en los trámites, motivo por el cual, no son incluidos en la estimación de los costos de cumplimiento, obteniendo 27 (veintisiete) acciones regulatorias consideradas para la estimación económica, señaladas y justificadas cada una de éstas en la pestaña 4 del "Anexo B. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo - Beneficio.xlsx".

En relación a lo anterior, esta CONAMER solicitó a la CRE detallar los montos referentes al "Menor Costo de Cumplimiento" debido a que en el documento enviado por la CRE como 20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial.docx", la CRE señala en la "Tabla 40" VP de los costos de cumplimiento del anteproyecto lo siguiente:

Tabla1. VP de los costos de cumplimiento del Anteproyecto

Escenarios (miles de pesos)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Años 11 - 30	Total*
Escenario 1	14,834.03	11,131.73	10,795.55	8,836.45	17,758.75	10,205.15	9,724.53	7,894.95	14,682.63	8,636.04	180,421.37	294,921.16
Escenario 2	8,653.64	6,977.63	7,046.70	6,013.03	11,550.24	7,443.16	7,237.84	6,080.45	10,256.11	6,808.26	103,670.44	181,737.50

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

Sin embargo, al hacer la estimación del ahorro generado por el Anteproyecto considera un valor presente de los costos del Anteproyecto de \$218,170.23 pesos y \$163,853.32 pesos para el escenario 1 y 2 respectivamente.

¹ www.cofemex.mir.gob.mx

² Publicada en el DOF el 18 de mayo de 2018.



En este sentido, la CONAMER solicitó en el oficio preliminar a la CRE describir de manera clara y puntual la forma en que se calcularon dichos montos, para dar cabal cumplimiento a la fracción V del Acuerdo Presidencial.

Respecto a dicho requerimiento, la CRE señala en el documento Respuesta a Dictamen, específicamente en el "Anexo 11. Escrito de atención del Dictamen Final No Total.docx", que como resultado de las modificaciones realizadas al anteproyecto y su derivación en cambios en los trámites y acciones regulatorias se ajusta el costo de cumplimiento, resultando el nuevo cálculo en lo siguiente:

Tabla 2. Valor Presente de los costos de cumplimiento de la regulación vigente

Trámites y AR (miles de pesos)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Años 11 - 30	Total *
VP regulación vigente	31,571.62	25,095.80	23,724.53	27,781.16	32,289.58	19,557.46	18,149.51	20,797.63	21,275.33	17,122.27	185,123.23	422,488.1
VP Anteproyecto Escenario 1	12,584.91	7,919.02	7,708.40	6,791.86	14,902.78	7,421.63	7,075.73	6,112.16	12,310.33	6,360.27	80,245.00	169,432.10
VP Anteproyecto Escenario 2	7,385.72	5,077.30	5,129.09	4,617.62	9,667.42	5,548.21	5,377.48	4,693.60	8,536.21	5,127.22	66,737.49	127,897.3

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

Al respecto, se obtiene el siguiente Costo de Cumplimiento:

Tabla 3. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto

	Valor Presente de los costos de la regulación vigente	Valor Presente de los costos del Anteproyecto	Costo de Cumplimiento
Costo de la propuesta Escenario 1 (miles de pesos)	422,488.13	169,432.10	253,056.03
Costo de la propuesta Escenario 2 (miles de pesos)	422,488.13	127,897.37	294,590.76

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

Al respecto la CONAMER da por atendido el requerimiento sobre los costos a generar con la emisión de la presente regulación y serán analizados más a fondo en el apartado de costos correspondiente, derivado de los cambios sustanciales realizados en los trámites y acciones regulatorias presentadas en el anteproyecto regulatorio.

- B. Derivado de la estimación de costos de cumplimiento que se generaban de forma agregada en la regulación, la CRE calculó un total de \$156,095.67 pesos anuales. Al respecto, la CONAMER observó que la CRE señaló que los 4 trámites identificados que generan costos de cumplimiento adicionales se presentan 1 vez al año, en virtud de ello se solicitó a ese Órgano Regulator pronunciarse sobre si efectivamente se presentan o presentarán 1 vez al año;

Al respecto, la CRE señaló que "manifiesta que la frecuencia con la que se elabora cada trámite es de una (1) vez al año, no obstante, varía en función del número de permisionarios regulados para la actividad de distribución de gas natural por medio de ducto a lo largo del horizonte económico (30 años). Es decir, la frecuencia anual de presentación de los trámites varía en función del número de permisionarios; para mayor referencia se recomienda observar las pestañas de la 1 a la 4 del documento anexo denominado "Anexo B. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo - Beneficio.xlsx". En dichas pestañas, se visualiza la cantidad de permisionarios que presentan el trámite anualmente, siendo una estimación anual en función del comportamiento histórico".

En ese contexto, la CONAMER observa que respecto a dicha solicitud la CRE realizó los siguientes cálculos estimados a treinta años, en el documento "Anexo 2. Memoria de cálculo sobre Análisis

"Costo-Beneficio..xlsx" en los que realiza las proyecciones, en función del número de permisionarios regulados que presentaran anualmente dichos trámites:

Tabla 4. Número de permisionarios que presentarán los trámites

No.	Homoclave	Cantidad de Permisionarios que presentan en trámite														
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
2	CRE-17-012	48	4	4	3	54	8	8	6	66	12	12	9	72	16	16
12	CRE-17-085-A	0	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91
3	CRE-17-065-F (Financiera)	0	48	52	56	59	65	69	73	76	82	86	90	93	99	103
11	CRE-17-065-H (Estadística)	0	48	52	56	59	65	69	73	76	82	86	90	93	99	103
13	CRE-17-087-A	0	0	2	0	2	0	2	0	2	0	3	0	2	2	0
1		0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0

Cantidad de Permisionarios que presentan en trámite																
No.	Homoclave	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30
2	CRE-17-012	12	78	20	20	15	84	24	24	18	90	28	28	21	42	28
12	CRE-17-085-A	98	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143
3	CRE-17-065-F (Financiera)	107	110	116	120	124	127	133	137	141	144	150	154	158	161	167
11	CRE-17-065-H (Estadística)	107	110	116	120	124	127	133	137	141	144	150	154	158	161	167
13	CRE-17-087-A	0	2	2	0	3	2	2	0	0	2	2	0	0	2	0
1		0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0

Con lo anterior, la CONAMER da por atendido dicho requerimiento, sin menos cabo de cualquier observación pueda surgir a lo largo del análisis del presente dictamen.

- C. Del total de los costos a eliminar mediante las DACG emitidas mediante el Acuerdo de la AIR en comento, de \$3,336,001.89 pesos anuales; la CONAMER observó que los cálculos realizados se realizaron con el supuesto de que los trámites se presentan una vez al año, por lo que se solicitó a la CRE pronunciarse sobre si efectivamente se espera que los trámites se presenten una vez al año.

Respecto a esta solicitud del oficio COFEME/19/0286, Dictamen Total No Final, se dio por atendido dicho requerimiento, sin embargo derivado de los cambios sustanciales en la propuesta de análisis regulatorio la CRE presenta la siguiente información en su anexo "Anexo 2. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo-Beneficio..xlsx"

Tabla 5. Número de permisionarios que presentarán los trámites

AR No.	Fundamento Legal DACG de Distribución	Cantidad de Permisionarios que presentan en trámite														
		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
	4.3															
	4.4															
1	5.1	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
33	5.3															
	6.3															
	6.5															
	7.1															
	7.2															

34	Fracción I del 7.3															
35	Fracción II del 7.3															
	7.5															
2	8.1	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
3	10.4	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
4	10.5	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
36	11.1															
37	12.2															
38	12.4															
	12.10															
	13.3															
	14.3															
5	15.1	48	4	4	3	54	8	8	6	66	12	12	9	72	16	16
39	15.2	48	4	4	3	54	8	8	6	66	12	12	9	72	16	16
6	15.3	24	26	28	5	31	33	35	8	37	39	42	14	44	46	49
	Anexo III															
7	Anexo III	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
8	Anexo III	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
		Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año	Año
		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	4.3															
	4.4															
1	5.1	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
33	5.3															
	6.3															
	6.5															
	7.1															
	7.2															
34	Fracción I del 7.3															
35	Fracción II del 7.3															
	7.5															
2	8.1	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
3	10.4	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
4	10.5	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
36	11.1															
37	12.2															
38	12.4															
	12.10															
	13.3															
	14.3															
5	15.1	12	78	20	20	15	84	24	24	18	90	28	28	21	42	28
39	15.2	12	78	20	20	15	84	24	24	18	90	28	28	21	42	28
6	15.3	19	50	52	56	25	56	59	63	30	63	65	70	63	72	86
	Anexo III															
7	Anexo III	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
8	Anexo III	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171

Con lo anterior la CONAMER da por atendido dicho requerimiento, sin menos cabo de cualquier observación pueda surgir a lo largo del análisis de la propuesta regulatoria.

- D. Respecto a los costos de cumplimiento a eliminar, la CONAMER observó que la CRE incluyó diversas acciones regulatorias y trámites que no fueron estimados económicamente como parte de los costos que derivaban de la propuesta regulatoria, así mismo, este Órgano Desconcentrado identificó otras acciones regulatorias y trámites que los sujetos obligados deberán cumplir y por ende implican costos de cumplimiento, derivado de los cuales esta Comisión consideró necesario que la CRE realizará la estimación económica correspondiente

comparada con las acciones regulatorias que pretende simplificar, y así determinar si se cumple o no con el Acuerdo Presidencial.

Respecto a dicho requerimiento, la CRE realizó los cálculos y la estimación correspondiente obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 6. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto

	Valor Presente de los costos de la regulación vigente	Valor Presente de los costos del Anteproyecto	Diferencia *
Costo de la propuesta Escenario 1 (miles de pesos)	412,559.92	218,170.23	194,389.68
Costo de la propuesta Escenario 2 (miles de pesos)	412,559.92	163,853.32	248,706.60

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

En relación a dichos cálculos la CONAMER solicitó se detallara la forma precisa como fueron determinados los montos de 218,170.23 pesos y 163,853.32 pesos para el escenario 1 y 2 respectivamente.

Derivado del requerimiento anterior la CRE calculó nuevamente los costos con los cambios sustanciales contenidos en el anteproyecto y referidos en su "Anexo 1. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial..docx" quedando de la siguiente forma:

Tabla 7. VP de los costos de cumplimiento del Anteproyecto

Escenarios (miles de pesos)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Años 11 - 30	Total*
Escenario 1	12,584.91	7,919.02	7,708.40	6,791.86	14,902.78	7,421.63	7,075.73	6,112.16	12,310.33	6,360.27	80,245.00	169,432.10
Escenario 2	7,385.72	5,077.30	5,129.09	4,617.62	9,667.42	5,548.21	5,377.48	4,693.60	8,536.21	5,127.22	66,737.49	127,897.37

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

Tabla 8. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto

	Valor Presente de los costos de la regulación vigente	Valor Presente de los costos del Anteproyecto	Diferencia *
Costo de la propuesta Escenario 1 (miles de pesos)	422,488.13	169,432.10	253,056.03
Costo de la propuesta Escenario 2 (miles de pesos)	422,488.13	127,897.37	294,590.76

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

Con lo que esta CONAMER da por atendido dicho requerimiento, sin menos cabo de cualquier observación pueda surgir a lo largo del análisis de la propuesta regulatoria.

E. La CONAMER también señaló, que algunos de los numerales del anteproyecto que cumplieran con los criterios de costos de cumplimiento previstos por esta Comisión mediante el Anexo Único del Acuerdo por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre el anteproyecto y se da a conocer el Manual de Manifestación de Impacto Regulatorio publicado en el DOF el día 26 de julio de 2010:

- I. Crea nuevas obligaciones para los particulares o hace más estrictas las obligaciones existentes; (énfasis añadido)
- II. Crea o modifica trámites (excepto cuando la modificación simplifica y facilita el cumplimiento del particular); (énfasis añadido)
- III. Reduce o restringe derechos o prestaciones para los particulares, o

- IV. Establece definiciones, clasificaciones, caracterizaciones o cualquier otro término de referencia, que conjuntamente con otra disposición en vigor o con una disposición futura, afecten o puedan afectar los derechos, obligaciones, prestaciones o trámites de los particulares.

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

La CRE realizó las estimaciones correspondientes en su "Respuesta a Ampliaciones y Correcciones", en que señaló lo siguiente:

"La inclusión de 5 acciones regulatorias para considerar un total de 35, después de dicho análisis, se llegó a un total de 21 acciones regulatorias que generan costos de cumplimiento, y 21 acciones regulatorias que se identifican como beneficios de Anteproyecto al eliminarse 19 y simplificarse 2 de ellas. Resultado de este análisis se llega a la siguiente estimación del ahorro generado por el Anteproyecto."

Tabla 9. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto

	Menor costo de cumplimiento	Menor costo de combustible	Menor costo de contaminación	Ahorro total
Costo de la propuesta Escenario 1 (miles de pesos)	194,389.68	16,941.06	33,079.75	244,410.49
Costo de la propuesta Escenario 2 (miles de pesos)	248,706.60	16,941.06	33,079.75	298,727.41

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

En respuesta a dicho requerimiento, la CONAMER solicitó a la CRE detallara de forma clara y precisa como se determinaron algunos de los montos.

No obstante lo anterior, y derivado de las sustanciales modificaciones realizadas al anteproyecto en comento, la CRE realizó nuevos cálculos sobre los costos y ahorros de cumplimiento, quedando como sigue:

Tabla 10. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto

	Menor costo de cumplimiento	Menor costo de combustible	Menor costo de contaminación	Ahorro total
Costo de la propuesta Escenario 1 (miles de pesos)	253,056.03	16,941.06	33,079.75	303,076.83
Costo de la propuesta Escenario 2 (miles de pesos)	294,590.76	16,941.06	33,079.75	344,611.56

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

Con lo que esta CONAMER da por atendido dicho requerimiento, sin menos cabo de cualquier observación pueda surgir a lo largo del análisis de la propuesta regulatoria.

- F. Adicionalmente la CONAMER hizo referencia a que en el numeral 3.7 de la propuesta regulatoria existía una omisión. En su oficio de Respuesta a Ampliaciones y Correcciones la CRE hizo la modificación correspondiente y se dio por atendido dicho numeral.

- G. En el oficio COFEME/19/0286 emitido por la CONAMER, se solicita a la CRE especificar los trámites que se crean con la entrada en vigor del Anteproyecto, toda vez, que el Anexo sobre el cumplimiento del Acuerdo Presidencial detalla la creación de dos trámites, mientras que el formulario del AIR considera la creación de tres trámites.

En respuesta a dicha solicitud la CRE indica lo siguiente:

"Sobre el mismo y derivado de los comentarios de los particulares durante el proceso de consulta pública, la Comisión modificó el Anteproyecto considerando en lo relativo a trámites lo siguiente: la creación de 1 (un) trámite, la simplificación de 1 (un) trámite, la modificación de 1 (un) trámite, la eliminación de 7 (siete) trámites y finalmente, la conservación de 3 (tres) trámites para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto, tal como se detalla a continuación":

Tabla 4. Trámites que se crean y modifican con el Anteproyecto

Creación de trámites:

Trámite 1. Manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución por ducto de gas natural.

Simplificación de trámite:

Trámite 2. (CRE-17-012) Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución de gas natural.
Se eliminan 13 (trece) requisitos.

Modificación de trámite:

Trámite 3. (CRE-17-065-F) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Presentación de estados financieros dictaminados e información financiera.
Se modifican los requisitos generando 1 (un) requisito de información adicionales.

Modificación de trámites (se dejan sin efectos estos trámites para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto):

Trámite 4. (CRE-17-057-A) Modificación de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural.

Trámite 5. (CRE-17-084-A) Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales de servicios interrumpibles para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.

Trámite 6. (CRE-17-083-A) Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.

Trámite 7. (CRE-17-086-A) Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.

Trámite 8. (CRE-17-088-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas.

Trámite 9. (CRE-17-089-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias.

Trámite 10. (CRE-17-090-A) Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ducto de gas natural.

Conservación de trámites:

Trámite 11. (CRE-17-065-H) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Presentación de Informe anual.

Trámite 12. (CRE-17-085-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.

Trámite 13. (CRE-17-087-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.

Sin embargo, existe una discrepancia entre esta información y la información detallada en el “Anexo 7. AIR de Alto Impacto (DACG Distribución).docx”, en donde, de acuerdo al numeral 8, se señala la modificación de los trámites CRE-17-065-H, CRE-17-085-A y CRE-17-087-A, por lo que nuevamente se solicita a la CRE indique claramente si estos trámites permanecen tal como están o se modifican. Esto con la finalidad de dar cumplimiento al proceso regulatorio

- H. También se solicitó, respecto a la sustitución de trámites, definir si el trámite a sustituir por el de Supervisión Anual de las tarifas máximas para actividades permisionadas de gas natural es el CRE-17-065-F o el CRE-17-065-H.

Respecto a este requerimiento la CRE refiere que:

“[...] de acuerdo con la modificación del Anteproyecto, la Comisión mantiene ambos trámites ya que el trámite CRE-17-065-F representa la obligación del envío de información financiera, la cual, se modifica con la finalidad de incorporar un mayor número de requisitos y el trámite CRE-17-065-H representa la obligación del envío de información estadística, la cual, se mantendrá a lo establecido en la regulación vigente”.

Con lo cual esta CONAMER da por atendido dicho requerimiento y queda en espera de que dicha Comisión especifique si ambos trámites permanecen como están o serán modificados.

- I. Finalmente se solicitó a la CRE dar respuesta a los comentarios derivados de la consulta pública y realizar los cambios o modificaciones correspondientes. La CRE responde dicha solicitud en el documento “Anexo 11. Escrito de atención del Dictamen Final No Total.docx”, de la siguiente forma:

“Durante la consulta pública se recibieron 14 (catorce) escritos de los siguientes particulares: 2 (dos) de la Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN), 2 (dos) de Naturgy Energy Group, S. A. (Naturgy), 6 (seis) de Engie, S. A. (Engie) y 4 (cuatro) de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. (IEnova), tal como se detalla a continuación:

Tabla 11. Escritos de los Particulares durante la consulta pública

Permisionario	Fecha	Promoviente	Identificador
AMGN Número de escritos: 2	03/12/2018	Lorena Patterson	B000184591
	05/12/2018	Lorena Patterson	B000184638
IEnova Número de escritos: 3	04/12/2018	Lic. Marco Alberto Torres García	B000184620
		Lic. Marco Alberto Torres García	B000184621
		Lic. Marco Alberto Torres García	B000184622
Engie Número de escritos: 6	05/12/2018	Ma. Elena Rojas Zetina	B000184629
		Ma. Elena Rojas Zetina	B000184630
		Juan Antonio Torres	B000184631
		Ma. Elena Rojas Zetina	B000184632
		Juan Antonio Torres	B000184633
		Juan Antonio Torres	B000184634
Naturgy Número de escritos: 2	05/12/2018	Aída Ivett Ceja Aguilar	B000184646
		Aída Ivett Ceja Aguilar	B000184647
IEnova Número de escritos: 1	20/02/2019	Sergio Romero Orozco	B0000191132

Es de mencionar que, de los 14 escritos anteriormente mencionados, se obtuvieron 113 comentarios sobre el total de las disposiciones del Anteproyecto, donde la Comisión consideró lo siguiente:

Inicialmente, se ajustó la metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad Máxima plasmada en el Anteproyecto, basándose en una muestra representativa de la FERC y el riesgo país de México, así como el coeficiente de volatilidad entre Transporte y Distribución garantizando un modelo de "Control de Rentabilidad Máxima".

Asimismo, derivado de los comentarios de los Particulares, se llevaron a cabo los siguientes ajustes:

- Mayor claridad y precisión en las definiciones.
- Se disminuye la carga administrativa para la presentación del trámite de solicitud de aprobación de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados.
- Se ajusta los requisitos para presentar el trámite de actualización de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados.
- Se incorpora la metodología para presentar el trámite de actualización de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados.
- Se incluye la aplicación de afirmativa ficta al trámite de actualización de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados a razón de disminuir la carga administrativa del Distribuidor.
- Se elimina el pago de aprovechamiento del trámite de actualización de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados.
- Se ajusta el trámite de Supervisión Anual por Envío de Información Financiera y Estadística, el cual, no incluye pago de aprovechamientos.
- Se ajustó el plazo de entrega y los requisitos del trámite de Envío de Información Financiera.
- Se reemplaza la obligación de publicar la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados en el Diario Oficial de la Federación, por su publicación en el Boletín Electrónico.
- Se elimina el trámite de aviso de reintegro por inversiones de conexión para las actividades permitidas de distribución de gas natural.

Finalmente, se encuentra en proceso de análisis lo siguiente:

- Metodología para la determinación de la tasa de rentabilidad de los distribuidores.
- Metodología para el cálculo del mecanismo de ajuste de supervisión".

Respecto al cumplimiento de este requerimiento, al día de hoy se han recibido más comentarios sobre el Anteproyecto en comento, por lo que se requiere a dicha Comisión atenderlos dentro del marco regulatorio vigente.

Por otro lado, de conformidad con lo previsto en el Artículo Tercero del Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (Acuerdo Presidencial), publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 8 de marzo de 2017, la CRE incluyó en la AIR enviada por primera vez la información para argumentar los artículo del citado Acuerdo, de la cual esta Comisión destacó lo siguiente:

De la fracción II:

"Los artículos 82 de la Ley de Hidrocarburo (LH) y el 77 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (Reglamento) establecen que la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) expedirá las Disposiciones Administrativas de Carácter General para establecer la metodología de determinación de

contraprestaciones, precios y tarifas para el servicio de distribución por medio de ducto de gas natural, las cuales deben considerar las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación y proteger los intereses de los usuarios, constituyendo mecanismos que promuevan la demanda y el uso racional de los bienes y servicios. Por otra parte, el anteproyecto de Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifiquen la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural (Anteproyecto) se encuentra en el supuesto de la fracción V que considera el Artículo Tercero del Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (Acuerdo)".

En el oficio con fecha 15 de noviembre de 2018 se informó a la CRE, la procedencia del supuesto de calidad de la fracción II (que la dependencia u organismo descentralizado cumpla con una obligación establecida en ley, así como en reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el Titular del Ejecutivo Federal.

Por lo que respecta a la fracción V, del Artículo Tercero, relativo a que el instrumento representa beneficios notoriamente superiores a sus costos en términos de competitividad, la CONAMER indicó que llevará a cabo el análisis correspondiente como parte del proceso de mejora regulatoria, ello sin perjuicio de la aceptación de cumplimiento del supuesto de la fracción II del artículo Tercero del Acuerdo Presidencial que como ya fue atendido por la CRE.

Por tales motivos, el anteproyecto y su AIR correspondiente quedaron sujetos al procedimiento de mejora regulatoria previsto en el Capítulo III de la LGMR, por lo que con fundamento en los artículos 25, fracción II, 26, 27, 71, cuarto párrafo y 72 de la LGMR, este Órgano Desconcentrado tiene a bien emitir el siguiente:

DICTAMEN PRELIMINAR

I. Consideraciones generales.

Derivado de la Reforma Energética promulgada el 20 de diciembre de 2013 se creó la Ley de Hidrocarburos que tiene por objetivo regular la industria de los hidrocarburos y cualquier ámbito relacionado al mismo, es decir, desde la exploración superficial hasta el almacenamiento vinculado a ductos de petroquímicos.

La ley de Hidrocarburos establece la facultad de la Secretaría de Energía para conducir y coordinar la política energética del país dentro del marco constitucional vigente, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad energética, la sustentabilidad, continuidad del suministro de combustibles y la diversificación de mercados, y para ello se coordina con los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética a fin de actuar en conformidad a las políticas públicas establecidas por el Ejecutivo Federal.

Dicha reforma, confiere a la CRE la regulación y el otorgamiento de permisos para el almacenamiento, el transporte y la distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos; la regulación de acceso de terceros a los ductos de transporte y al almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados y la regulación de las ventas de primera mano de dichos productos. En materia de electricidad

regulación y el otorgamiento de permisos para la generación, así como las tarifas de porteo para transmisión y distribución.

En este sentido de acuerdo a la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) la CRE regula y promueve el desarrollo eficiente de las siguientes actividades: a) Transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, b) el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos y c) La generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, las transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad.

De conformidad con los artículos 41, fracción I y 42 de la LORCME, corresponde a la Comisión regular y promover el desarrollo eficiente de la industria de los hidrocarburos, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios; y de conformidad con los artículos 81, fracción I, inciso c), y 82, párrafo primero, así como las fracciones I y II del artículo 82 de la LH:

- I. Corresponde a la Comisión regular y supervisar la distribución de gas natural;
- II. La Comisión expedirá disposiciones de aplicación general para la regulación de las actividades a que se refiere la LH, en el ámbito de su competencia, incluyendo la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables;
- III. La regulación para cada actividad en particular será aplicable salvo que, a juicio de la Comisión Federal de Competencia Económica, existan condiciones de competencia efectiva en dicha actividad, en cuyo caso las contraprestaciones, precios o tarifas correspondientes se determinarán por las condiciones de mercado, y
- IV. La regulación, además de contemplar los impuestos que determinen las leyes aplicables, considerará que:
 - a. Las contraprestaciones, precios y tarifas, de los bienes y servicios susceptibles de comercializarse internacionalmente se fijarán considerando el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad prevalecientes en el mercado internacional de estos productos, libres de impuestos, contribuciones o gravámenes, y
 - b. Para aquellos bienes o servicios que no sean susceptibles de comercializarse en el mercado internacional, las contraprestaciones, precios y tarifas se fijarán de acuerdo a las metodologías de aplicación general para su cálculo que para tal efecto emita la Comisión, considerando la estimación de costos eficientes para producir el bien o prestar el servicio, así como la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto, entre otros.

Por todo lo anterior, resulta necesario emitir la presente regulación, según la CRE plantea en el análisis del anteproyecto regulatorio en comento.

II. Consideraciones respecto al requerimiento de simplificación regulatoria.

En relación con los requerimientos de simplificación regulatoria previstos en el artículo 78 de la LGMR y en el artículo Quinto del Acuerdo Presidencial, para cumplir de manera cabal con el artículo Quinto del Acuerdo presidencial que refleje la reducción en los costos de cumplimiento para los particulares. La CRE incluye en la "Respuesta a dictamen" un nuevo documento anexo en el formulario del AIR denominado: 20190416182218_47323_Anexo 1. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial..docx, en el que precisó lo siguiente:

"[...] con la finalidad de dar cumplimiento al Acuerdo Presidencial, la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) presenta a continuación un análisis respecto a la disminución en costos de cumplimiento que derivaría de la implementación del anteproyecto de Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía determina las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural (Anteproyecto).

El Anteproyecto considera la eliminación de 7 (siete) trámites y 24 (veinticuatro) acciones regulatorias, la simplificación de 1 (un) trámite, la modificación de 1 (un) trámite, la creación de 1 (un) trámite y 14 (catorce) acciones regulatorias, de las cuales 6 (seis) acciones regulatorias no presentan costos cuantificables y finalmente, 3 (tres) trámites y 1 (una) acción regulatoria que se mantienen para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto; esto, en comparación con el marco tarifario vigente para dicha actividad, considerado en la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (Directiva de Tarifas), publicada en el DOF el 28 de diciembre de 2007, y en la Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-002-1996 (Directiva de Contabilidad), publicada en el DOF el 3 de junio de 1996.

Las acciones de simplificación consisten en lo siguiente:

- **Simplificación de trámite 2.** Disminución del costo de cumplimiento para los permisionarios de distribución por ducto de gas natural mediante la simplificación del Trámite 2 sobre la solicitud de aprobación de tarifas máximas que actualmente tienen que solicitar, a través de la Oficialía de Partes Electrónica (OPE), conforme a lo establecido en la Directiva de Tarifas. Se observa una reducción de 20 (veinte) requisitos a 7 (siete) requisitos con el Anteproyecto, lo que implica una reducción del 66.91%, al reducir el costo de **836,447.41** pesos a **276,763.06** pesos. Se estima el costo del trámite considerando la presentación de la información mediante un escrito libre. Con una reducción total de **559,684.35** pesos.
- **Dejar sin efecto el trámite 4.** para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en los numerales 3.3 fracción I inciso b), 22.1 y 22.2 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, este sólo aplicará para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **997,708.70** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.

h

- **Dejar sin efecto el trámite 5.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en los numerales 9.1 y 9.6 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, éste sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **360,734.30** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- **Dejar sin efecto el trámite 6.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en los numerales 23.1 y 23.4 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, éste sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **836,447.41** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- **Dejar sin efecto el trámite 7.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en los numerales 24.1, 24.2, 24.3 y 24.4 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, éste sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **396,427.59** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- **Dejar sin efecto los trámites 8 y 9.** Se disminuye el costo de cumplimiento para los permisionarios de distribución por ducto de gas natural debido a que se deja sin efectos los Trámites 8 y 9 para este tipo de permisionarios. Dicho trámite está considerado en los numerales 17.8 Segundo Párrafo y 17.9 Primer Párrafo de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación de los trámites actuales, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, éste sólo aplicará para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, el costo correspondiente a estos trámites es de **52,857.02** pesos que se generan (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- **Dejar sin efecto el trámite 10.** Para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria. Dicho trámite está considerado en el numeral 23.5 de la Directiva de Tarifas. Se considera una modificación del trámite actual, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicho trámite, es decir, éste sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de

Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a este trámite es de **105,714.02** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.

- Adicionalmente, se incluye la disminución en el costo de cumplimiento para los permisionarios de distribución por ducto de gas natural debido a que **se deja sin efectos las Acciones Regulatorias de la No. 9 a la 32 pertenecientes a la Directiva de Tarifas para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria.** Se considera una modificación de las acciones regulatorias actuales, en razón de que se modifica a quienes le aplica dicha acción regulatoria, es decir, este sólo aplicará a aquellos distribuidores por ducto de gas natural que NO migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima". Al respecto, la disminución en costos correspondiente a estas Acciones Regulatorias es de **76,484.03** pesos.

La disminución de la carga regulatoria descrita deriva en un total de **3,386,057.42** pesos por año. A partir de dicho cálculo la CRE realizó estimaciones en un horizonte de treinta años, tal como se indica:

"[...] se determinó la disminución en el costo de cumplimiento, a través de la diferencia de los Valores Presentes de los costos de cumplimiento que implican los trámites y las acciones regulatorias en materia tarifaria considerados por la regulación vigente y aquellos considerados por el Anteproyecto, sujetos a un horizonte de 30 (treinta) años.

Es de mencionar que el Anteproyecto no contempla que un permisionario lleve a cabo todos los trámites en un mismo año, debido a que, cuando el permisionario solicita la aprobación de tarifas máximas, la misma se otorga ajustada por inflación, y cuando éste solicita el ajuste por índice de inflación y envía su informe anual para supervisión, puede contar con tarifas aprobadas.

Por tal motivo, se elaboraron 2 (dos) escenarios para el horizonte de 30 (treinta) años. El primer escenario estima la migración al nuevo esquema tarifario del total de los permisionarios de distribución por ducto de gas natural al cierre del 2017, a excepción de los permisos que cuentan con exclusividad, es decir, migran 40 (cuarenta) permisos al esquema de "Control de Rentabilidad Máxima", siguiendo lo establecido en la disposición transitoria Sexta del Anteproyecto.

El segundo escenario estima que únicamente la mitad de los permisionarios de distribución por medio de ducto de gas natural al cierre del 2017 migran al esquema de "Control de Rentabilidad Máxima", a excepción de los permisos que cuentan con exclusividad, es decir, 20 (veinte) permisos siguiendo lo establecido en la disposición transitoria Sexta del Anteproyecto.

Seguidamente, se describen los supuestos para la estimación del Valor Presente (VP) de los costos de cumplimiento que implican los trámites y las acciones regulatorias en materia tarifaria considerados por la regulación vigente y aquellos considerados por el Anteproyecto:

Tabla 12. Variables financieras para la estimación del VP

Variable	Valor	Supuesto
Tasa de descuento (i)	10.81%	Se toma la establecida para la regulación vigente para los proyectos de distribución por ducto de gas natural según la resolución RES/233/2013. ⁸
Tasa de inflación (π)	4%	Considerando el promedio móvil de los últimos 10 años en proyectos de inversión, la Comisión establece una tasa de inflación correspondiente al 4%.

Solicitudes recibidas anualmente	4	Obtenido del promedio de los últimos 6 años de los expedientes de la Comisión.
Horizonte de evaluación	30 años	Se determina en función de la vigencia de los permisos otorgados por la Comisión.

Por su parte, la estimación de las solicitudes a recibir durante los 30 (treinta) años del horizonte, se determinó como el promedio de los permisos de distribución de gas natural por ducto otorgados por la Comisión desde el 2012 al 2017, siendo éste 4 (cuatro) permisos anuales. No obstante, en el primer año de estimación, se consideraron los permisos de distribución otorgados en el 2018.

Tabla 13. Promedio anual de los últimos 6 años

Años	No. permisos de Distribución por ducto de gas natural otorgados por la Comisión
2012	2
2013	1
2014	2
2015	1
2016	11
2017	9
Promedio	4

Al respecto, se consideran 131 nuevas solicitudes de aprobación de tarifas máximas durante los 30 (treinta) años".

De dichos cálculos y estimaciones realizados por la CRE se lograron calcular los siguientes costos para el proyecto regulatorio comparado contra los costos de cumplimiento de la regulación vigente:

Tabla 14. Valor Presente de los costos de cumplimiento de la regulación vigente

Trámites y AR (miles de pesos)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Años 11 - 30	Total *
VP regulación vigente	31,571.62	25,095.80	23,724.53	27,781.16	32,289.58	19,557.46	18,149.51	20,797.63	21,275.33	17,122.27	185,123.23	422,488.13
VP Anteproyecto Escenario 1	12,584.91	7,919.02	7,708.40	6,791.86	14,902.78	7,421.63	7,075.73	6,112.16	12,310.33	6,360.27	80,245.00	169,432.10
VP Anteproyecto Escenario 2	7,385.72	5,077.30	5,129.09	4,617.62	9,667.42	5,548.21	5,377.48	4,693.60	8,536.21	5,127.22	66,737.49	127,897.37

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

Finalmente, se obtuvo el ahorro mediante la diferencia entre los Valores Presentes de la regulación vigente y de la regulación propuesta, considerando cada uno de los dos escenarios, tal como se muestra a continuación:

Tabla 15. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto

	Valor Presente de los costos de la regulación vigente	Valor Presente de los costos del Anteproyecto	Costo de Cumplimiento
Costo de la propuesta Escenario 1 (miles de pesos)	422,488.13	169,432.10	253,056.03
Costo de la propuesta Escenario 2 (miles de pesos)	422,488.13	127,897.37	294,590.76

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

De lo anterior, se observa que las acciones regulatorias propuestas permitirán la reducción de trámites, requisitos y simplificaciones regulatorias, beneficiando así la gestión de los particulares interesados, generando ahorros de hasta **\$294,590.76** miles de pesos. Sin embargo, la CRE realizó

modificación sustantiva en la creación, modificación y eliminación de trámites y acciones regulatorias anteriormente calculados en el anteproyecto:

Tabla 16. Cambios en la creación, modificación y eliminación de trámites y acciones regulatorias

No.	Propuesta anterior	Propuesta actual
1	Eliminación de 8 trámites	Eliminación de 7 trámites
2	Eliminación de 19 acciones regulatorias	Eliminación de 24 acciones regulatorias
3	Simplificación de 1 trámite	Simplificación de 1 trámite
4	Simplificación de 2 acciones regulatorias	---
5	Modificación de 1 trámite	Modificación de 1 trámite
6	Modificación de 1 acción regulatoria	---
7	Creación de 2 trámites	Creación de 1 trámite
8	Creación de 21 acciones regulatorias	Creación de 14 acciones regulatorias
9	9 acciones regulatorias no cuantificables	6 acciones regulatorias no cuantificables
10	Se mantienen 3 acciones regulatorias	Se mantienen 3 trámites y 1 acción regulatoria

Aunado a lo anterior, esta CONAMER señaló en el oficio de Dictamen Total NO Final que el artículo quinto del Acuerdo Presidencial, establece, entre otras cosas, que *"Para la expedición de nuevos actos administrativos de carácter general, las dependencias y organismos descentralizados deberán indicar expresamente en el anteproyecto correspondiente, las dos obligaciones regulatorias o los dos actos que se abrogarán o derogarán"*, y en dicha revisión se observó que no se incluyeron en el anteproyecto los actos u obligaciones regulatorias que se derogarán por lo que se requirió a la CRE incluyera en el anteproyecto regulatorio las obligaciones regulatorias señaladas, de conformidad con el citado artículo quinto del Acuerdo Presidencial.

En consecuencia la CRE incluyó el párrafo siguiente en el Acuerdo en comentario:

"Por otro lado, de manera específica, los distribuidores de gas natural dejarán de observar las acciones regulatorias establecidas en los numerales 3.2, 3.7, 5.4, 5.6, 5.8, 7.4, 8.3, 9.2, 11.2, 25.4, 27.2, 27.9, 28.4, 28.5, 28.9, 30.1, 34.6, fracción III, 36.5 y 38.2 de la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2007, y en los numerales 3.2, 3.3, 4.1, 4.4, 5.5, 5.7, 6.1 y 6.5 y en el apartado 2 de la Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural DIR-GAS-002-1996, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 3 de junio de 1996".

Derivado del análisis realizado por la CONAMER, se observa que las acciones regulatorias señaladas en el anteproyecto no coinciden por completo con las estimadas en el análisis de costos. Es decir, el párrafo señalado no incluye las acciones regulatorias consideradas en los numerales 9.5, 21.1, 25.2, y 27.10 de la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007 que si fueron costeadas en el anteproyecto. Por otro lado, este párrafo menciona los numerales 3.2, 3.3, 4.1, 4.4, 5.5, 5.7, y 6.5 y en el apartado 2 de la Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural DIR-GAS-002-1996, cuyo costo no fue estimado en el anteproyecto en comentario.

En consecuencia, la CONAMER realizará en la sección relativa al impacto de la regulación del formulario del AIR, el análisis de costos de cumplimiento correspondiente con la finalidad de

confirmar o no, que los ahorros propuestos permitirán cumplir con el contenido previsto en el artículo 78 de la LGMR y el artículo Quinto del Acuerdo Presidencial.

III. Objetivos regulatorios y problemática.

Con la finalidad de atender la solicitud del formulario del AIR en el presente apartado, la CRE expuso el contexto del cual deriva la emisión del anteproyecto, señalando lo siguiente:

"De acuerdo con el documento "Prospectiva de Gas Natural 2017 – 2031", para el año 2016, la demanda nacional de combustible para el sector residencial y de servicios fue de 357.8 Miles de Barriles Día (MBD), compuesta por Gas Licuado de Petróleo (GLP) con 205.9 MBD (57.6%), leña con 128.8 MBD (35.9%) y gas natural con 23.1 MBD (6.5%). De acuerdo con dicho documento, la demanda de gas natural para el 2016 fue de 7,618.7 Millones de Pies Cúbicos Día (MMPCD), que equivale a 1,357,954.1 MBD donde el 50.9% está destinado al sector eléctrico, 27.9% al sector petrolero, 19.5% al sector industrial y 1.7% al sector residencial y servicios. Por su parte, de acuerdo con el documento "Prospectiva de Gas L.P. 2017 – 2031", la demanda de GLP, para el año 2016, fue de 282.5 MBD donde el sector residencial ocupó el 57.7%, seguido del sector servicios con el 15.2% y sector autotransporte e industrial con 14.1% y 11.2%, respectivamente y el de menor consumo fue el sector petrolero, con consumos inferiores al 2%.

Al respecto, la Secretaría de Energía (SENER), en el documento "Prospectiva de Gas Natural 2017 – 2031", determinó que la penetración del gas natural en los sectores residencial y de servicios dependen en gran medida de la existencia de infraestructura a través de un establecimiento de zonas geográficas de distribución. Por otro lado, mediante el "Informe de Labores 2016 – 2017" de la Comisión se establece que, al cierre de 2016, se contaba con 38 (treinta y ocho) permisionarios de distribución, con un suministro de volumen de 745,367,406 Gigajoules (GJ), del cual sólo 2 (dos) permisionarios tienen aproximadamente el 48% del total de los usuarios (1,343,420 usuarios) con un volumen conducido de 31% del volumen total, brindando evidencia respecto a las condiciones de competencia de este sector. Asimismo, se ha observado que el precio del GLP es mayor al precio de gas natural, lo cual es de especial interés en virtud de que son combustibles con un alto grado de sustitución.

Al respecto, considerando un consumo promedio mensual de 1 GJ, y con base en información de las tarifas aprobadas y reportes de comercialización a agosto de 2018, la diferencia de costo entre una factura promedio de GLP (12.96 pesos/GJ/d) y una factura promedio de gas natural (9.14 pesos/GJ/d) para el sector residencial es de 3.80 pesos/GJ/d (29.30%). Con base en este diferencial, existe un ahorro potencial, traído a valor presente en un horizonte de 30 (treinta) años, de 16,289,476.04 pesos, es decir, 542,982.53 pesos promedio anual. Para mayor referencia, ver pestaña 4 del documento "Anexo B. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo-Beneficio".

Además, desde el punto de vista técnico - ambiental, el gas natural es el combustible con menor impacto ambiental debido a que está compuesto mayormente por metano (C1), siendo la composición más baja de la cadena del carbono, mientras que el GLP se conforma de una mezcla de propano (C3) y butano (C4) derivado del 60% de la extracción del gas natural y petróleo y 40% del proceso de refinamiento de petróleo, por lo que su combustión genera una mayor huella de carbono en relación al gas natural. Por otra parte, la regulación vigente cuenta con barreras de entrada, derivadas de los altos costos de

cumplimiento para la aprobación de las tarifas máximas, lo cual es un requisito para poder iniciar operaciones, según lo establecido en el artículo 81 del Reglamento.

El costo administrativo para la aprobación de las tarifas máximas consiste en 836,447.41 pesos, el cual considera un pago por aprovechamiento de 307,877.29 pesos, conforme a Oficio 349-B-210 expedido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público de fecha 23 de marzo de 2017. Es de mencionar que, en la mayoría de las ocasiones, los distribuidores por ducto de gas natural se ven en la necesidad de contratar firmas especializadas para la elaboración del plan de negocios, cuyo costo ronda los 1,950,000 pesos, según información entregada por los permisionarios de distribución por ducto de gas natural a la Comisión.

Es general, los costos de cumplimiento de la regulación vigente consisten en 3,692,050.47 pesos, considerando el cumplimiento de 11 trámites que incluye pago de aprovechamiento y entrega de requisitos. Por último, es necesario actualizar los lineamientos contables que deben observar los permisionarios de distribución por ducto de gas natural, en virtud de que, actualmente, se utilizan los criterios establecidos en la Directiva de Contabilidad, documento publicado en el DOF en 1996, que no son consistentes en su totalidad con la evolución del mercado de distribución por ducto de gas natural ni permitirían que la Comisión pueda supervisar el cumplimiento del Anteproyecto por parte de los permisionarios de distribución por ducto de gas natural. Para mayor referencia, se incluye el Anexo J. AIR de Alto Impacto (DACG de Tarifas de Distribución), siendo la versión en Word del AIR, el cual contiene la bibliografía revisada."

Con base en lo anterior, la CRE incluyó también los objetivos con la finalidad de atender la problemática expuesta, los que se resumen de la siguiente manera:

"El objetivo general del Anteproyecto consiste en actualizar el esquema regulatorio sobre la determinación de las tarifas para la actividad de distribución de gas natural por medio de ducto, a fin de que se propicie que las actividades reguladas se lleven a cabo bajo principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad; se protejan los intereses de los usuarios; se consideren las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación, y se promueva la demanda y el uso racional de los bienes y servicios correspondientes, así como se reduzcan las barreras a la entrada, al disminuir la carga administrativa que enfrentan los distribuidores por ducto de gas natural en la determinación de sus tarifas. Asimismo, el Anteproyecto tiene por objetivo disminuir, de manera general, el costo de cumplimiento en materia tarifaria respecto a este tipo de distribuidores.

Al respecto, el Anteproyecto tiene por objeto crear un nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria de "Control de Rentabilidad Máxima" diferente al esquema actual de "Costos Eficientes y Precio Máximo", con el fin de, garantizar cubrir los costos de operación y mantenimiento y obtener una rentabilidad razonable, e incluir los incentivos que permitan fomentar la competencia en el sector y maximizar la penetración del gas natural en el mercado mexicano, en sustitución de otros combustibles con mayores precios y menores implicaciones al medio ambiente, los cuales consideren costos eficientes aplicables a los sectores residencial, de servicios e industrial, a nivel nacional.

Es decir, el Anteproyecto establece un esquema de "Control de Rentabilidad Máxima", el cual considera que el permisionario de distribución por ducto de gas natural puede solicitar la aprobación de las tarifas máximas que requiera para su planeación a largo plazo, las cuales serán reguladas por medio de la rentabilidad que le permita obtener. Es decir, es un

esquema en el cual las tarifas máximas que solicite el permisionario no podrán conllevar una rentabilidad mayor a la determinada como eficiente por parte de la Comisión. No obstante, este nuevo esquema de "Control de Rentabilidad Máxima" no será aplicable para los permisionarios de distribución por ducto de gas natural que cuenten con exclusividad ni para aquellos permisionarios que no manifiesten su interés por migrarse a este nuevo esquema".

Además, la CRE incluyó en el formulario de la AIR, los siguientes objetivos específicos:

- Establecer un Límite de Rentabilidad Máxima de 13.42%, el cual deberá ser observado por parte de los distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio tarifario, a efecto de establecer sus tarifas máximas.
- Simplificar la solicitud de autorización de tarifas máximas aplicables (CRE-17-012) para los distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio tarifario, reduciendo los requisitos y los documentos a presentar.
- Establecer un incentivo a la expansión para los distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio tarifario.
- Eliminar para los distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio tarifario, 8 (ocho) trámites y 19 (diecinueve) acciones regulatorias.
- Modificar para los distribuidores por ducto de gas natural que decidan migrar al nuevo esquema regulatorio tarifario un trámite y una acción regulatoria,
- Sustituir el trámite (CRE-17-065-F) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: presentación de estados financieros dictaminados e información financiera por una Solicitud de supervisión anual de las tarifas máximas para actividades permisionadas de gas natural para los permisionarios que decidan migrar al nuevo esquema regulatorio.
- Crear 2 (dos) trámites y 21 (veintiún) acciones regulatorias para los distribuidores por ducto de gas natural que decidan migrar al nuevo esquema regulatorio tarifario.
- Simplificar 2 (dos) acciones regulatorias para los distribuidores por ducto de gas natural que decidan migrar al nuevo esquema regulatorio tarifario.
- Mantener 3 (tres) acciones regulatorias debido a que forman parte de la regulación vigente.

Al respecto, la CONAMER consideró en el oficio preliminar que los objetivos planteados son consistentes con la problemática expuesta por el regulador, por lo que se dio por atendido este apartado del AIR en el Dictamen Total No Final del día 29 de enero de 2019.

IV. Alternativas a la regulación.

Con la finalidad de responder al numeral 4, del formulario del AIR, la CRE identificó alternativas para atender la problemática expuesta indicando las ventajas y desventajas de tales opciones comparadas con la emisión del anteproyecto regulatorio. En ese contexto, la CONAMER observó que la CRE argumentó que la propuesta regulatoria tiene ventajas sobre las otras tres alternativas, en virtud de ello se dio por atendido lo solicitado en el formulario del AIR en el oficio COFEME/19/0286 del 29 de enero de 2019.

1

V. Impacto de la regulación**1. Creación, modificación y/o eliminación de trámites**

En el apartado 8 del formulario de la AIR, enviado por CRE, en el oficio de Respuesta a dictamen se realizaron modificaciones sustanciales a la *creación, modificación y eliminación de trámites* quedando de la siguiente forma:

No.	Nombre del trámite	Información respecto al apartado del formulario de AIR
1	Manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución por ducto de gas natural.	Tipo de acción: Crea Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: No Aplica
2	Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades de distribución de gas natural. CRE-17-012.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: por la vigencia del permiso correspondiente
3	Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: presentación de estados financieros dictaminados e información financiera. CRE-17-065-F.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: Anual
4	Modificación de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensada, líquida del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural. CRE-17-057-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: Quinquenal
5	Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales de servicios interrumpibles para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. CRE-17-084-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.
6	Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. CRE-17-083-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente
7	Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. CRE-17-086-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente
8	Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas. CRE-17-088-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente
9	Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias. CRE-17-089-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: Quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente
10	Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural. CRE-17-090-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: N/A
11	Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Presentación de Informe anual. CRE-17-065-H.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: Anual

12	Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. CRE-17-085-A	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: correspondiente al periodo regulatorio respectivo.
13	Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones. CRE-17-087-A.	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: quinquenal o por el periodo respectivo de quinquenio correspondiente.

Por otro lado, la CRE en el documento "Anexo 1. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial..docx" en el rubro de modificación de trámites únicamente contempla la modificación de siete trámites y la conservación de tres, mientras que el formulario del AIR considera la modificación de diez incluyendo los trámites CRE-17-065-H, CRE-17-085-A y CRE-17-087-A:

Tabla 17. Trámites que se crean y modifican con el Anteproyecto

Creación de trámites: Trámite 1. Manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas para actividades permitidas de distribución por ducto de gas natural.	
Simplificación de trámite: (CRE-17-012) Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades permitidas de distribución de gas natural. <u>Se eliminan 13 (trece) requisitos.</u>	
Modificación de trámite: Trámite 2. (CRE-17-065-F) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Presentación de estados financieros dictaminados e información financiera. <u>Se modifican los requisitos generando 1 (un) requisito de información adicionales.</u>	
Modificación de trámites (se dejan sin efectos estos trámites para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto): Trámite 3. (CRE-17-057-A) Modificación de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural. Trámite 4. (CRE-17-084-A) Solicitud de aprobación de tarifas máximas iniciales de servicios interrumpibles para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. Trámite 5. (CRE-17-083-A) Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. Trámite 6. (CRE-17-086-A) Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural. Trámite 7. (CRE-17-088-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas. Trámite 8. (CRE-17-089-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias. Trámite 9. (CRE-17-090-A) Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ducto de gas natural.	
Conservación de trámites: Trámite 10. (CRE-17-065-H) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Presentación de Informe anual.	

Trámite 11. (CRE-17-085-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.

Trámite 12. (CRE-17-087-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.

De acuerdo con la información proporcionada por la CRE para el numeral 8 en comento, es necesario que esa Comisión indique puntualmente si los trámites CRE-17-065-H, CRE-17-085-A y CRE-17-087-A se conservan o se modifican. Además, es necesario determinar el costo de las acciones regulatorias de la Directiva de Contabilidad DIR-GAS-002-1996 para ser incluidas en el costeo del presente anteproyecto. En éste contexto también es necesario que el formulario del anteproyecto y éste último anexo coincidan a fin de considerar, en caso de ser necesario, el costo por la creación o eliminación de más trámites que no se hayan considerado para el cumplimiento del acuerdo presidencial.

2. Disposiciones y/u obligaciones

De acuerdo con la información contenida en el AIR y derivado del análisis del anteproyecto, se observa que tras su emisión, se establecerán 39 acciones regulatorias para los particulares regulados, las cuales han sido identificadas por la CRE, conforme a lo identificado en el documento anexo "Anexo 1. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial..docx" y son enumeradas de la forma siguiente:

Tabla 18. Acciones Regulatorias (AR) que se crean y modifican con el Anteproyecto

Creación de nuevas obligaciones:

- AR 1.** La disposición 5.1. del Anteproyecto establece los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de autorización de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.
- AR 2.** La disposición 8.1. del Anteproyecto establece que la ecuación que utilizará la Comisión para determinar el límite de rentabilidad máxima.
- AR 3.** La disposición 10.4. del Anteproyecto establece la metodología para establecer los impuestos de las utilidades que se consideran para la prestación del servicio.
- AR 4.** La disposición 10.5. del Anteproyecto establece la metodología para establecer el flujo neto devengado por la Comisión para llevar a cabo el control de rentabilidad máxima.
- AR 5.** La disposición 15.1. del Anteproyecto establece que los distribuidores sólo podrán ofrecer sus servicios bajo tarifas convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios.
- AR 6.** La disposición 15.3. del Anteproyecto establece la obligación de que, en los contratos de tarifas convencionales, se deberá indicar la tarifa máxima que hubiese aplicado.
- AR 7.** El Anexo III del Anteproyecto establece la obligación de comprobar ante la Comisión la propiedad de todos los activos que se consideran para la prestación del servicio.
- AR 8.** El Anexo III del Anteproyecto establece la fórmula para el cálculo de la depreciación de los activos asociados a la actividad de distribución.

Modificación de Acciones Regulatorias (se dejan sin efectos estas Acciones Regulatorias para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al nuevo esquema regulatorio en materia tarifaria que considera el Anteproyecto):

- AR 9.** El numeral 3.2 de la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (Directiva de Tarifas) establece, que los permisionarios deberán observar los límites máximos de cada tarifa y sus correspondientes cargos determinados de acuerdo a la Directiva de Tarifas.
- AR 10.** El numeral 3.7. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán desglosar en su facturación cada uno de los cargos aplicables a los diferentes servicios.

- AR 11.** El numeral 5.4. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deben definir el periodo pico del sistema, el cual deben estar relacionados con los periodos y duración históricos de la demanda máxima del sistema y con los datos del perfil de carga estimado por grupo tarifario.
- AR 12.** El numeral 5.6. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios desarrollarán una metodología detallada para calcular la utilización máxima diaria de la capacidad en el periodo pico del sistema.
- AR 13.** El numeral 5.8. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deben considerar en los perfiles de carga la simplificación de su aplicación, la utilización histórica y las estimaciones de los flujos anuales para los diferentes grupos tarifarios.
- AR 14.** El numeral 7.4. de la Directiva de Tarifas establece que cuando los permisionarios propongan tarifas máximas iniciales distintas para diferentes áreas de sus sistemas, por causas distintas a las que se describen en esta sección, deberán justificarlas en función de las diferencias en los costos y someterlas a la aprobación de la Comisión.
- AR 15.** El numeral 8.3. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios que presten el servicio de distribución con comercialización estarán obligados a reservar capacidad de transporte y capacidad de almacenamiento y garantizar la capacidad diaria máxima requerida en su sistema de distribución considerando el periodo pico de dicho sistema.
- AR 16.** El numeral 9.2. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán ofrecer servicios en base interrumpible cuando las solicitudes de reserva de capacidad excedan la capacidad disponible o cuando cuellos de botellas en el sistema puedan resolverse mediante servicios en base interrumpible.
- AR 17.** El numeral 9.5. de la Directiva de Tarifas establece las condiciones que los permisionarios deberá asegurarse de los Usuarios para ofrecer servicios interrumpibles.
- AR 18.** El numeral 11.2. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios bonificarán anualmente entre sus usuarios el ingreso que reciban por concepto de penalizaciones.
- AR 19.** El numeral 21.1 de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deben publicar sus tarifas máximas y los cargos aprobados por la Comisión en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan al trayecto o zona geográfica atendido por el permisionario.
- AR 20.** El numeral 25.2 de la Directiva de Tarifas establece que cuando un Usuario pague por una conexión, cualquiera que sea su tipo, que posteriormente sea aprovechada por otros Usuarios, el Permisionario determinará el procedimiento para rembolsar el monto proporcional al Usuario que realizó el pago inicial.
- AR 21.** El numeral 25.4. de la Directiva de Tarifas establece que las disposiciones de este apartado Tercero no serán aplicables a los cargos que se deriven de un convenio de inversión entre el Permisionario y los Usuarios en conformidad con el artículo 65, fracción II, del Reglamento de Gas Natural. En ese caso, los Permisionarios deberán cumplir con todas las disposiciones jurídicas aplicables y estarán obligados a informar a la Comisión sobre los términos pactados en dicho acuerdo.
- AR 22.** El numeral 27.2. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán prestar el servicio de distribución a través de ofrecer una conexión estándar a todos los Usuarios.
- AR 23.** El numeral 27.9 de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán incluir en sus condiciones generales para la prestación del servicio la forma en que determinarán los cargos adicionales por el servicio de conexiones no estándar.
- AR 24.** El numeral 27.10 de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios podrán cobrar un cargo separado por desconectar y reconectar a los Usuarios finales.
- AR 25.** El numeral 28.4. de la Directiva de Tarifas que cuando los permisionarios no cuenten oportunamente con la información de los costos en que incurran por la adquisición de gas o la contratación de los servicios de transporte y almacenamiento, para determinar el PMC deberán estimar dicho precio a efecto de poder hacer los cobros respectivos, y realizarán el ajuste que corresponda en la facturación del periodo siguiente.
- AR 26.** El numeral 28.5 de la Directiva de Tarifas que cuando el permisionario adquiera el gas o contrate servicios cotizados en dólares, deberá calcular el PMC considerando todos los precios y costos en pesos, al tipo de cambio vigente el día en que haya liquidado la factura a su proveedor.
- AR 27.** El numeral 28.9. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios deberán desagregar en la facturación a los usuarios cada uno de los componentes del PMC a que se refiere la disposición 28.2 anterior, así como cualquier otro elemento que forme parte del cobro por la prestación del servicio.
- AR 28.** El numeral 30.1. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios podrán proponer esquemas alternativos para determinar el PMA que permitan mitigar los efectos de la volatilidad de precios del gas en beneficio de los Usuarios.
- AR 29.** El numeral 34.6 fracción III. de la Directiva de Tarifas que establece que la forma en que el permisionario deberá reflejar el ingreso indebido más los intereses en el cálculo de su PMC, con el objeto de restituir a los



Usuarios por dicha cantidad, indicando el plazo para llevar a cabo la reintegración de la diferencia, el cual no podrá ser superior a tres meses.

- AR 30.** El numeral 36.5. de la Directiva de Tarifas establece que los permisionarios sólo podrán ofrecer sus servicios bajo tarifas convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios, los cuales deberán presentarse ante la Comisión.
- AR 31.** El numeral 38.2. de la Directiva de Tarifas establece los casos en que la Comisión determine que las tarifas y otros cargos aplicados por un Permisionario son mayores que las tarifas máximas y cargos máximos aprobados, el Permisionario deberá reintegrar a los Usuarios el monto cobrado en exceso más los intereses correspondientes, en un plazo no mayor de tres meses a partir de la fecha en que la Comisión le notifique de este requerimiento.
- AR 32.** El numeral 6.1 de la Directiva de Contabilidad establece que los permisionarios deberán llevar registros y controles que sirvan como base para preparar información técnica, económica y financiera requerida por la Comisión bajo criterios homogéneos de obtención, registro, acumulación, clasificación y reparto.

Acciones Regulatorias del Anteproyecto que se crean y sus costos no son cuantificables:

- AR 33.** La disposición 5.3. del Anteproyecto establece la obligación del permisionario a sujetar el desarrollo de su proyecto a los tiempos de determinación de la lista de tarifas por parte de la Comisión.
- AR 34.** La disposición 7.3. Fracción I. del Anteproyecto establece la condición de que, de no presentar el dictamen de un tercero independiente acerca de la afectación por la inflación en México y en los Estados Unidos de América, los ajustes tarifarios sólo considerarán la inflación en México.
- AR 35.** La disposición 7.3. Fracción II. del Anteproyecto establece la condición de que, posterior al primer Periodo Regulatorio, se aceptarán las proporciones de la afectación por la inflación en México y en los Estados Unidos de América, si existe consistencia con el crecimiento de la red.
- AR 36.** La disposición 11.1. del Anteproyecto establece mecanismos de incentivos a la expansión, el cual se otorgará en función del número de usuarios conectados.
- AR 37.** La disposición 12.2. del Anteproyecto establece la condición de que, en caso de la que el distribuidor obtenga una rentabilidad superior al límite máximo de rentabilidad, la Comisión someterá al Permisionario a un mecanismo de ajuste.
- AR 38.** La disposición 12.4. del Anteproyecto establece la fórmula del mecanismo de ajuste.

Acciones Regulatorias del Anteproyecto que se mantienen en relación a la regulación vigente:

- AR 39.** La disposición 15.2. del Anteproyecto y el numeral 36.1. de la Directiva de Tarifas establece que, si el permisionario presta el servicio bajo tarifas convencionales, éstas no podrán ser superiores a la tarifa máxima regulada.

En este sentido, la CONAMER considera que la CRE identificó y justificó las acciones regulatorias (obligaciones), para los particulares regulados en la materia, sin embargo será necesario determinar de forma clara si las acciones regulatorias sobre la Directiva de Contabilidad DIR-GAS-002-1996 enumeradas en el Acuerdo, deberán ser integradas.

3. Análisis de Impacto en la Competencia

El anteproyecto fue notificado a la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), el día 06 de noviembre de 2018, a efecto de que esa Comisión brindara su opinión respecto de sus posibles efectos en la competencia. Lo anterior, con fundamento en el artículo 9 del *Acuerdo por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio*³.

³ "Artículo 9.- La COFEMER deberá hacer de conocimiento, en el mismo día en que los reciba, y mediante correo electrónico, a la las Manifestaciones de Impacto Regulatorio con análisis de competencia, a fin de que ésta emita su opinión y análisis. Esta opinión y análisis deberá ser integrada por COFEMER, a las resoluciones a las que se refiere el artículo 69-I y 69-J de la LFPA."

Disponible en: <http://www.cofemer.gob.mx/documentos/marcojuridico/rev2016/AMIRC.pdf>

l

Al respecto, y en apego al "Convenio Modificatorio al Convenio de colaboración celebrado el 23 de septiembre de 2013 entre la Comisión Federal de Mejora Regulatoria y la Comisión Federal de Competencia Económica" esta Comisión informa que al día de hoy no ha recibido pronunciamiento alguno, en un sentido u otro, sobre el anteproyecto de mérito por parte de la COFECE; lo anterior, conforme a la Cláusula Tercera en su inciso a), que entre otras cosas, establece que concluidos los plazos señalados en los párrafos anteriores sin que la "COFECE" haya emitido consideraciones en materia de libre concurrencia y competencia a través de oficio o vía electrónica, se entenderá que ésta no emite pronunciamiento alguno, en un sentido u otro, sobre el anteproyecto de mérito. No obstante, si esta CONAMER recibe dicha opinión en lo subsecuente, esta será integrada al expediente del anteproyecto y se le hará llegar para los fines a que haya lugar.

Sin embargo, no omitiendo la atribución de la COFECE de garantizar la libre concurrencia y competencia económica, la CRE indicó en lo relativo a si la propuesta regulatoria restringe o promueve la competencia o eficiencia del mercado, que la propuesta regulatoria entre otras cosas:

"Establece procedimientos de obtención de licencias, permisos o autorizaciones como requisito para iniciar operaciones, o bien iniciar alguna actividad adicional". Al respecto, se considera que el Anteproyecto se encuentra en dicho supuesto, en virtud de que la aprobación de las tarifas máximas es un requisito para el inicio de operaciones contar con la determinación de las tarifas máximas reguladas, de conformidad con el artículo 81 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (Reglamento), que establece lo siguiente: "Artículo 81.- Para el otorgamiento de los permisos sujetos a la obligación de acceso abierto no se requerirá contar con la aprobación de las contraprestaciones, precios o tarifas reguladas. Sin perjuicio de lo anterior, la aprobación de dichas contraprestaciones, precios o tarifas será un requisito previo al inicio de operaciones [...]"

4. Análisis Costo-beneficio

4.1 De los Costos

La CRE incluyó como parte de sus costos reportados en el anexo "Anexo 1. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial...docx" tres conceptos principales:

Tabla 19. Costos de la Regulación

Concepto del costo	Monto (pesos)	Requisitos
Incremento en costo por la modificación del Trámite 3	\$66,071.26	Estados financieros dictaminados o notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados, de acuerdo a lo establecido en la NIF C-13 o memorias de cálculo, incluyendo la descripción de los parámetros utilizados.
Costo por creación del Trámite 1	\$26,428.51	Manifestación de los ajustes a las tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución de gas natural.
Aumento en los costos de cumplimiento por la creación de las Acciones Regulatorias de la No.1 a la 8	14,205.32	Creación de diversas obligaciones.
Total	\$102,705.09	

A partir de la estimación de los costos asociados a las acciones regulatorias no obligatorias y los de acciones regulatorias obligatorias, la propuesta regulatoria suma costos totales anuales por **\$106,705.09 pesos**.

4.2 De los beneficios

La CRE señaló en el formulario del AIR que la regulación propuesta impacta a los permisionarios del sector de distribución por medio de ductos de gas natural. Asimismo, la CRE en el documento anexo "20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial..docx" del oficio CRE/47323 emitido en respuesta al Dictamen Total NO Final emitido por esta CONAMER, estimó dos rubros principales de beneficios de la propuesta regulatoria, ocho por la modificación de los trámites y 24 por dejar sin efecto las acciones regulatorias correspondientes que pueden ser cuantificados;

Tabla 20. Disminución en costo de los trámites

Acción	Trámite	Beneficio en pesos
Simplificación de la solicitud	CRE-17-012	559,685.35
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-057-A	997,709.70
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-084-A	360,735.30
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-083-A	836,448.41
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-086-A	396,428.59
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-088-A	26,429.51
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-089-A	26,429.51
Modificación de la solicitud mediante dejar sin efecto el trámite	CRE-17-090-A	105,715.02
Total		3,309,581.39

Tabla 21. Disminución en costo por acciones regulatorias

Fundamento Legal	
Directiva de Tarifas (DIR-CAS-001-2017)	
Directiva de Contabilidad (DIR-CAS-002-2016)	
DT. 3.2	7,059.60
DT. 3.7	1,102.19
DT. 5.4	1,322.43
DT. 5.6	34.04
DT. 5.8	8,810.50
DT. 7.4	9,345.20
DT. 8.3	35.04
DT. 9.2	2,206.38
DT. 9.5	1,762.90
DT. 11.2	18,935.71
DT. 21.1	1,322.43
DT. 25.2	11,107.10
DT. 25.4	1,327.43
DT. 27.2	551.59
DT. 27.9	1,322.43
DT. 27.10	1,994.14
DT. 28.4	1,773.90
DT. 28.5	892.95
DT. 28.9	1,333.43
DT. 30.1	1,325.43
DT. 34.6 Fracción III	881.95
DT. 36.5	1,983.14

DT. 38.2	112.12
DC. 6.1	0.00
Total	76,541.99

En este contexto, la CRE calcula el valor presente de dichos beneficios:

"[...] se determinó la disminución en el costo de cumplimiento, a través de la diferencia de los Valores Presentes de los costos de cumplimiento que implican los trámites y las acciones regulatorias en materia tarifaria considerados por la regulación vigente y aquellos considerados por el Anteproyecto, sujetos a un horizonte de 30 (treinta) años.

Es de mencionar que el Anteproyecto no contempla que un permisionario lleve a cabo todos los trámites en un mismo año, debido a que, cuando el permisionario solicita la aprobación de tarifas máximas, la misma se otorga ajustada por inflación, y cuando éste solicita el ajuste por índice de inflación y envía su informe anual para supervisión, puede contar con tarifas aprobadas.

Por tal motivo, se elaboraron 2 (dos) escenarios para el horizonte de 30 (treinta) años. El primer escenario estima la migración al nuevo esquema tarifario del total de los permisionarios de distribución por ducto de gas natural al cierre del 2017, a excepción de los permisos que cuentan con exclusividad, es decir, migran 40 (cuarenta) permisos al esquema de "Control de Rentabilidad Máxima", siguiendo lo establecido en la disposición transitoria Décima del Anteproyecto.

El segundo escenario estima que únicamente la mitad de los permisionarios de distribución por medio de ducto de gas natural al cierre del 2017 migran al esquema de "Control de Rentabilidad Máxima", a excepción de los permisos que cuentan con exclusividad, es decir, 20 (veinte) permisos siguiendo lo establecido en la disposición transitoria Décima del Anteproyecto".

Finalmente abundó en sus argumentos señalando porqué los beneficios económicos son superiores a los costos derivados del anteproyecto Acuerdo de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural, y concluye precisando que el valor presente del ahorro que resulta por los menores costos de cumplimiento derivan en \$169,432.10 pesos y \$127,897.37 pesos para los escenarios 1 y 2 respectivamente. Además, incluye ahorros generados por menor costo de combustible y menores costos de contaminación en el documento anexo "Anexo 8. Análisis Costo Beneficio..docx".

Tabla 22. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto

	Valor Presente de los costos de la regulación vigente	Valor Presente de los costos del Anteproyecto	Costo de Cumplimiento
Costo de la propuesta Escenario 1 (miles de pesos)	422,488.13	169,432.10	253,056.03
Costo de la propuesta Escenario 2 (miles de pesos)	422,488.13	127,897.37	294,590.76

* Debido al redondeo de las cifras, el total puede no coincidir con la suma de los elementos.

En conclusión, la CRE estima un ahorro anual de \$253,056.03 pesos y \$294,590.76 pesos para el escenario 1 y 2 respectivamente, y costos por \$106,705.09 pesos.

Sin embargo derivado de la diferencia en el número de trámites y acciones regulatorias señaladas en el Acuerdo, además de las diferencias señaladas entre el formulario y el costeo del anteproyecto, esta CONAMER requiere a la CRE, que explique claramente la diferencia de en los montos para así dar cabal cumplimiento a los objetivos de mejora regulatoria, en términos de transparencia en la elaboración y aplicación de las regulaciones y de que estas generen mayores beneficios que costos de cumplimiento para los particulares, **en cumplimiento con el artículo 66 de la LGMR.**

VI. Cumplimiento y aplicación de la propuesta

Respecto al cumplimiento al numeral 15 del AIR, la CONAMER dio por atendido el mismo en el oficio Dictamen Total NO Final del día 29 de enero de 2019.

En lo que respecta al numeral 16, la CRE estableció diversos esquemas de verificación y vigilancia que permiten el cumplimiento de la regulación; publicación de tarifas máximas; la lista de tarifa refleja las inversiones y costos proyectados; la información financiera se establece en función de las Normas de Información Financieras (NIF); vigilar que el permisionario no exceda el Límite de Rentabilidad Máximo; vigilar los contratos convencionales establecidos entre las partes; y vigilar cuando el permisionario excede el Límite de Rentabilidad Máximo.

En virtud de lo anteriormente expuesto, la CONAMER dio por atendido lo solicitado en el formulario del AIR en el Dictamen Total NO Final del día 29 de enero de 2019.

VII. Evaluación de la propuesta

Respecto del numeral 17 del formulario del AIR, en el que se solicita que la Dependencia describa la forma y los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, esa Comisión indicó que lo hará por medio de los siguientes indicadores:

- i. Recepción en la OPE de la información anual, correspondiente a solicitud de tarifas máximas, solicitud de ajuste por inflación, solicitud para la supervisión anual, manifestación respecto a ajuste a las tarifas máximas y aviso de reintegro por inversiones de conexión para las actividades permisionadas de distribución de gas natural.
- ii. Visualización por el equipo de la Comisión de la información mediante la plataforma vía Titán.
- iii. Evaluación y análisis de la información presentada, emisión de Acuerdo y/o Resolución, según sea el caso, y emitida a ciclo de revisión a través del sistema de gestión KMIS.
- iv. Visualización al Órgano de Gobierno de la Comisión y notificación al promovente vía Titán.

Adicionalmente, a través del capital humano disponible de la Comisión, se diseñará el formato para la "Información Regulatoria de Costos y Activos", así como los manuales de llenado para los trámites correspondientes, los cuales serán gestionados por medio de las plataformas anteriormente descritas. Por último, la implementación de esta regulación es técnica, jurídica y económicamente factible, ya que se fundamenta en un esquema confiable, transparente y replicable generando certidumbre tanto a los permisionarios como a los usuarios, por lo que existen los incentivos entre ambas partes para hacer que dichas disposiciones se implementen y se lleven a la práctica, sin que la Comisión deba

orientar recursos adicionales para hacer que se cumpla la regulación; en virtud de lo anterior, se dio por atendido lo solicitado en el Dictamen Total NO Final del día 29 de enero de 2019.

VIII. Consulta pública

En relación con el apartado de consulta pública, es conveniente señalar que desde el día en que se recibió el anteproyecto se hizo público a través del portal electrónico de esta Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 73 de la LGMR. En el oficio en comento sobre la Respuesta a Dictamen enviada por la CRE a ésta CONAMER se anexa el documento "Anexo 10. Respuesta a Comentarios CONAMER.docx", en el que se da respuesta a los comentarios recibidos sobre el anteproyecto hasta el día 20 de febrero de 2019 de la siguiente forma:

"Finalmente, de conformidad a lo establecido en el artículo 75 de la Ley General de Mejora Regulatoria, la CONAMER solicita la atención del total de los comentarios derivados de la consulta pública, así como realizar las modificaciones que correspondan, o bien, manifestar por escrito las razones por las cuales no las considera procedentes. Durante la consulta pública se recibieron 14 (catorce) escritos de los siguientes particulares: 2 (dos) de la Asociación Mexicana de Gas Natural (AMGN), 2 (dos) de Naturgy Energy Group, S. A. (Naturgy), 6 (seis) de Engie, S. A. (Engie) y 4 (cuatro) de Infraestructura Energética Nova, S. A. B. de C. V. (IEnova), tal como se detalla a continuación:

Tabla 17. Escritos de los Particulares durante la consulta pública

Permisionario	Fecha	Promoviente	Identificador
AMGN Número de escritos: 2	03/12/2018	Lorena Patterson	B000184591
	05/12/2018	Lorena Patterson	B000184638
IEnova Número de escritos: 3	04/12/2018	Lic. Marco Alberto Torres García	B000184620
		Lic. Marco Alberto Torres García	B000184621
		Lic. Marco Alberto Torres García	B000184622
Engie Número de escritos: 6	05/12/2018	Ma. Elena Rojas Zetina	B000184629
		Ma. Elena Rojas Zetina	B000184630
		Juan Antonio Torres	B000184631
		Ma. Elena Rojas Zetina	B000184632
		Juan Antonio Torres	B000184633
		Juan Antonio Torres	B000184634
Naturgy Número de escritos: 2	05/12/2018	Aída Ivett Ceja Aguilar	B000184646
		Aída Ivett Ceja Aguilar	B000184647
IEnova Número de escritos: 1	20/02/2019	Sergio Romero Orozco	B0000191132

Es de mencionar que, de los 14 escritos anteriormente mencionados, se obtuvieron 113 comentarios sobre el total de las disposiciones del Anteproyecto, donde la Comisión consideró lo siguiente:

Inicialmente, se ajustó la metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad Máxima plasmada en el Anteproyecto, basándose en una muestra representativa de la FERC y el riesgo país de México, así como el coeficiente de volatilidad entre Transporte y Distribución garantizando un modelo de "Control de Rentabilidad Máxima".

Asimismo, derivado de los comentarios de los Particulares, se llevaron a cabo los siguientes ajustes:

- Mayor claridad y precisión en las definiciones.
- Se disminuye la carga administrativa para la presentación del trámite de solicitud de aprobación de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados.
- Se ajusta los requisitos para presentar el trámite de actualización de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados.
- Se incorpora la metodología para presentar el trámite de actualización de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados.
- Se incluye la aplicación de afirmativa ficta al trámite de actualización de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados a razón de disminuir la carga administrativa del Distribuidor.
- Se elimina el pago de aprovechamiento del trámite de actualización de la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados.
- Se ajusta el trámite de Supervisión Anual por Envío de Información Financiera y Estadística, el cual, no incluye pago de aprovechamientos.
- Se ajustó el plazo de entrega y los requisitos del trámite de Envío de Información Financiera.
- Se reemplaza la obligación de publicar la lista de tarifas máximas y otros cargos regulados en el Diario Oficial de la Federación, por su publicación en el Boletín Electrónico.
- Se elimina el trámite de aviso de reintegro por inversiones de conexión para las actividades permitidas de distribución de gas natural.

Finalmente, se encuentra en proceso de análisis lo siguiente:

- Metodología para la determinación de la tasa de rentabilidad de los distribuidores.
- Metodología para el cálculo del mecanismo de ajuste de supervisión".

Sin embargo, cabe señalar que al día de hoy se han recibido más comentarios de particulares, por lo que se le solicita a esta Comisión se dé respuesta a los mismos con la finalidad de dar cumplimiento al proceso regulatorio y se pronuncie de manera puntual sobre los comentarios recibidos y en términos de las metodologías que señala se encuentran en proceso de análisis.

En consecuencia, hasta la fecha de emisión del presente oficio, se recibió un comentario adicional de parte de particulares interesados en el anteproyecto:

Tabla 18. Consulta Pública

Fecha	Promovente/dependencia	Identificador
24/04/2019	Ing. Luis Vázquez Senties	B000192187

Los comentarios arriba indicados, se encuentran disponibles en la siguiente liga electrónica:

<http://cofemersimir.gob.mx/expedientes/22483>

En virtud de lo anterior, y a efectos de cumplir a cabalidad con el procedimiento de mejora regulatoria es necesario que ese Órgano Regulator de respuesta a todos y cada uno de los comentarios vertidos por particulares interesados en la emisión de la propuesta regulatoria.

Finalmente, la CONAMER queda en espera de que la CRE se pronuncie sobre el total de los comentarios derivados de la propuesta regulatoria, así como las observaciones vertidas en el presente Dictamen Preliminar y se realicen las modificaciones que correspondan o bien, manifieste por escrito las razones por las cuales no las considera procedentes, en cumplimiento con lo señalado por el artículo 75 de la LGMR.

Lo que se notifica con fundamento en los preceptos jurídicos antes mencionados, así como en los artículos 7, fracción IV, 9, fracción XI, XXV y XXXVIII y penúltimo párrafo, y 10, fracción VI, y XXI del Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria⁴, así como en los artículos Primero, fracción IV, y Segundo del Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los servidores públicos que se indican⁵.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente



GILBERTO LEPE SAENZ

Director de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

⁴ Publicado en el DOF el 28 de enero de 2004, con su última modificación publicada el 9 de octubre de 2015.

⁵ Publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.