

02592

CRE
COMISIÓN
REGULADORA
DE ENERGÍA
Sin anexo

"2019, Año del Caudillo del Sur,
Emiliano Zapata".

2019 FEB 12 AM 10: 55



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Of. No. COFEME/19/0286

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

ACUSE

Ref. 65/0040/061118

Ciudad de México, 29 de enero de 2019

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

Me refiero a la información adicional 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 14 de diciembre de 2018.

Sobre el particular es necesario precisar, que la información de la CRE da respuesta al oficio de número COFEME/18/4337 emitido por la CONAMER el 15 de noviembre de 2018, 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 Regulator, lo siguiente:

- A. Sobre la justificación de la fracción V del Acuerdo Presidencial que incluyó la CRE, la CONAMER consideró necesario precisar en la sección correspondiente del formulario de la AIR todos los costos económicos de cumplimiento que emanan del anteproyecto regulatorio y contrastarlos con los beneficios. En este sentido se observó que la CRE no indicó todos los costos derivados de la presente propuesta regulatoria.

Al respecto, la Comisión actualizó los siguientes apartados del AIR:

- Apartado 9 con la inclusión de las 5 (cinco) acciones regulatorias identificadas del Anteproyecto regulatorio, descritas en el inciso inmediato anterior, para un total del 35 (treinta y cinco) acciones regulatorias.

¹ www.cofemersimir.gob.mx

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

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Al respecto, 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".

- Apartado 11 con la inclusión de las acciones regulatorias que generan costos de cumplimiento que emanan del Anteproyecto, correspondiente a 21 (veintiún) acciones regulatorias que se crean, de las cuales 9 (nueve) presentan costos no cuantificables, 1 (una) que se modifica y 3 (tres) que se mantienen; cuyo costo unitario total corresponde a 19,794.75 pesos.
- Apartado 12 con la inclusión de las acciones regulatorias que se eliminan, convirtiéndose en beneficios al Anteproyecto, que corresponde a 19 (diecinueve) que se eliminan y 2 (dos) que se simplifican, que representa un costo unitario de 54,245.75 pesos.
- Apartado 13 que se determina que el Anteproyecto genera un beneficio neto para ambos escenarios, es decir, se determina que los beneficios del Anteproyecto exceden sus costos, tal como se detalla a continuación:

Tabla. 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 (miles de pesos)	194,389.68	16,941.06	33,079.75	244,410.49
Costo de la propuesta (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.

Respecto a lo anterior, esta CONAMER solicita 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:

Tabla. 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.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

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.

Tabla. 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	<u>218,170.23</u>	194,389.68
Costo de la propuesta Escenario 2 (miles de pesos)	412,559.92	<u>163,853.32</u>	248,706.60

Por lo cual esta CONAMER solicita 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.

- B. Derivado de la estimación de costos de cumplimiento que se generan de forma agregada en la regulación, se tiene un total de \$156,095.67 pesos anuales. Al respecto, la CONAMER observa 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 solicita a ese Órgano Regulator pronunciar sobre si efectivamente se presentan o presentarán 1 vez al año;

Al respecto, la CRE "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.xls". En dichas pestañas, se visualiza la cantidad de permisionarios que presentan el trámite anualmente, siendo una estimación anual en función del comportamiento histórico".

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Respecto a esta observación la CRE realizó la estimación de la cantidad de permisionarios que presentarán el trámite dentro de los próximos años, de acuerdo con el Anteproyecto. Esta estimación fue incluida en el "Anexo B. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo - Beneficio.xlsx".

ESCENARIO 1: Migración del 100% de los permisionarios actual al nuevo esquema de Control por Rentabilidad (primera parte)

		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
1	33	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
2	34	0	48	52	56	59	65	69	73	76	82	86	90	93	99	103
35																
36																
37																
44	4.16	24	26	28	5	31	33	35	8	37	39	42	14	44	46	49
3	5.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38																
4	7.8	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
39																
40																
41																
5	9.4 Fracción II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	9.4 Fracción IV															
	9.4 Fracción VI															
	11.2															
6	12.3	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
7	12.6	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
8	12.8	48	4	4	3	54	8	8	6	66	12	12	9	72	16	16
42																
	14.2															
45	17.1	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
9	19.2	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
10	20.2	48	52	56	11	61	65	70	16	74	78	84	27	87	91	98
46	21.1	48	4	4	3	54	8	8	6	66	12	12	9	72	16	16
11	21.4	48	4	4	3	54	8	8	6	66	12	12	9	72	16	16
12	21.6	24	26	28	5	31	33	35	8	37	39	42	14	44	46	49
15	23.1	48	4	4	3	54	8	8	6	66	12	12	9	72	16	16
13	24.3	1	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1
14	25.9	1	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1
	26.2															
43	26.3															

h



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

ESCENARIO 1: Migración del 100% de los permisionarios actual al nuevo esquema de Control por Rentabilidad (segunda parte)

Año	Fundamento	Cantidad de Permisos que presentan en trámite														
		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
1	3.3	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
2	3.4	107	110	116	120	124	127	133	137	141	144	150	154	158	161	167
35	4.3															
36	4.4															
37	4.8															
44	4.16	19	50	52	56	25	56	59	63	30	63	65	70	63	72	86
3	5.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	7.2															
4	7.8	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
39	8.2															
40	9.3															
41	9.3															
5	9.4 Fracción II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	9.4 Fracción IV															
	9.4 Fracción VI															
	11.1															
	11.2															
6	12.3	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
7	12.6	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
8	12.8	12	78	20	20	15	84	24	24	18	90	28	28	21	42	28
42	13.1															
	14.2															
45	17.1	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
9	19.2	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
10	20.2	38	100	104	112	49	113	117	126	60	126	130	140	125	143	171
46	21.1	12	78	20	20	15	84	24	24	18	90	28	28	21	42	28
11	21.4	12	78	20	20	15	84	24	24	18	90	28	28	21	42	28
12	21.6	19	50	52	56	25	56	59	63	30	63	65	70	63	72	86
15	23.1	12	78	20	20	15	84	24	24	18	90	28	28	21	42	28
13	24.3	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1
14	25.9	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1
	26.2															
43	26.3															

Forman parte de los Trámites

Costos de cumplimiento no cuantificable

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

ESCENARIO 2: Migración del 50% de los permisionarios actual al nuevo esquema de Control por Rentabilidad (primera parte)

AR No	Fundamento	Cantidad de Permisos que presenta en el año														
		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
1	3.3	28	32	36	11	41	45	50	19	54	58	64	30	67	71	78
2	3.4	0	28	32	36	11	41	45	50	19	54	58	64	30	67	71
35																
36																
37																
44	4.16	14	16	18	5	20	22	25	10	27	29	32	15	34	35	39
3	5.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38																
4	7.8	28	32	36	11	41	45	50	19	54	58	64	30	67	71	78
39																
40																
41																
5	9.4 Fracción II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	9.4 Fracción IV															
	9.4 Fracción VI															
	11.1															
	11.2															
6	12.3	28	32	36	11	41	45	50	19	54	58	64	30	67	71	78
7	12.6	28	32	36	11	41	45	50	19	54	58	64	30	67	71	78
8	12.8	28	4	4	3	34	8	8	6	43	12	12	9	49	16	16
42																
45	17.1	28	32	36	11	41	45	50	19	54	58	64	30	67	71	78
9	19.2	28	32	36	11	41	45	50	19	54	58	64	30	67	71	78
10	20.2	28	32	36	11	41	45	50	19	54	58	64	30	67	71	78
46	21.1	28	4	4	3	34	8	8	6	43	12	12	9	49	16	16
11	21.4	28	4	4	3	34	8	8	6	43	12	12	9	49	16	16
12	21.6	14	16	18	5	20	22	25	10	27	29	32	15	34	35	39
15	23.1	28	4	4	3	34	8	8	6	43	12	12	9	49	16	16
13	24.3	1	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1
14	25.9	1	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1
	26.2															
43	26.3															

1



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

ESCENARIO 2: Migración del 50% de los permisionarios actual al nuevo esquema de Control por Rentabilidad (segunda parte)

Fundamento	Categoría de Permisionarios	Cantidad de Permisionarios que presentan en trámite														
		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
1	3.3	41	80	84	92	52	93	97	106	63	106	110	120	105	123	151
2	3.4	78	41	80	84	92	52	93	97	106	63	106	110	120	105	123
35	2.5															
36	4.4															
37	4.8															
44	4.16	20	40	42	46	26	46	48	53	32	53	55	60	52	62	76
3	5.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
38	7.2															
4	7.8	41	80	84	92	52	93	97	106	63	106	110	120	105	123	151
39	8.2															
40	9.1															
41	9.3															
5	9.4 Fracción II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	9.4 Fracción IV															
	9.4 Fracción VI															
	11.1															
	11.2															
6	12.3	41	80	84	92	52	93	97	106	63	106	110	120	105	123	151
7	12.6	41	80	84	92	52	93	97	106	63	106	110	120	105	123	151
8	12.8	12	55	20	20	15	61	24	24	18	67	28	28	21	42	28
42	13.1															
	14.2															
45	17.1	41	80	84	92	52	93	97	106	63	106	110	120	105	123	151
9	19.2	41	80	84	92	52	93	97	106	63	106	110	120	105	123	151
10	20.2	41	80	84	92	52	93	97	106	63	106	110	120	105	123	151
46	21.1	12	55	20	20	15	61	24	24	18	67	28	28	21	42	28
11	21.4	12	55	20	20	15	61	24	24	18	67	28	28	21	42	28
12	21.6	20	40	42	46	26	46	48	53	32	53	55	60	52	62	76
15	23.1	12	55	20	20	15	61	24	24	18	67	28	28	21	42	28
13	24.3	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1
14	25.9	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1
	26.2															
43	26.3															

Forman parte de los Trámites

Costos de cumplimiento no cuantificable

2



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

D. Respecto a los costos de cumplimiento a eliminar, la CRE resumió su estimación de la siguiente forma:

Tabla. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto

	Valor Presente de los costos de la regulación vigente	Valor Presente de los costos del Anteproyecto	Diferencia	% Reducción
Costo de la propuesta Escenario 1 (miles de pesos)	259,701.99	189,267.57	70,434.42	27.12 %
Costo de la propuesta Escenario 2 (miles de pesos)	259,701.99	142,061.91	117,640.08	45.30 %

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

Al respecto, la CONAMER observó que la CRE incluyó diversas acciones regulatorias y trámites que no fueron estimadas económicamente como parte de los costos que derivan de la propuesta regulatoria, asimismo, ese Órgano Regulador identificó otras acciones regulatorias y trámites que los sujetos obligados deberán cumplir y por ende implican costos de cumplimiento, derivado de lo cual esta Comisión considera necesario que la CRE realice la estimación económica correspondiente comparada con las acciones que pretende simplificar, así determinar si se cumple o no, con el Acuerdo Presidencial.

Respecto a ésta observación la CRE realizó las siguientes acciones:

- Se revisaron los documentos anexos denominados "Anexo G. Anteproyecto con trámites y acciones regulatorias.docx" y "Anexo H. Directiva de tarifas con trámites y acciones regulatorias.docx" con la finalidad de incluir todas las acciones regulatorias observadas por la Comisión;
- Se incluye el documento anexo denominado "Anexo I. Directiva de Contabilidad con trámites y acciones regulatorias.docx" con la finalidad de sustraer todas las acciones regulatorias de los instrumentos vigentes que quedarán sin efecto para aquellos distribuidores por ducto de gas natural que migren al esquema regulatorio de "Control de Rentabilidad Máxima".
- Derivado de la revisión de los instrumentos de la regulación vigente y la regulación propuesta en el Anteproyecto, se determinó que no se cuenta con trámites adicionales a los previamente presentados en el AIR, notificado el 6 de noviembre en el portal electrónico CONAMER-SIMIR; sin embargo, se detectaron 5 (cinco) acciones regulatorias adicionales a las establecidas en el apartado 9 de la AIR; siendo las siguientes:
 - La disposición 3.3 del Anteproyecto establece el esquema bajo el cual el permisionario presenta a la Comisión una propuesta de tarifas máximas para el inicio de cada periodo regulatorio, las cuales deberán salvaguardar las DACG de Servicios y Acceso abierto y sujetarse a criterios de no indebida discriminación.

1



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- La disposición 3.4. del Anteproyecto establece los casos en que la Comisión determina que el permisionario obtuvo una rentabilidad efectiva anual superior al Límite de Rentabilidad Máxima (LRM) establecido conforme al apartado cuarto, éste deberá sujetarse al Mecanismo de ajuste conforme a lo establecido en la sección 9.
- La disposición 3.5. del Anteproyecto establece las tarifas máximas resultantes de la aplicación de la regulación con control de rentabilidad máxima, deberán cumplir con las características descritas en el apartado tercero del Anteproyecto.
- La disposición 20.2 del Anteproyecto establece que las tarifas máximas para servicios interrumpibles deberán ser inferiores a la tarifa máxima del servicio en base firme respectivo, suponiendo un factor de carga de cien por ciento.

La disposición 23.1. del Anteproyecto establece la obligación de que, los permisionarios deberán publicar en su boletín electrónico sus tarifas máximas y cargos establecidos por la Comisión; así como en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan a la región atendida por el Permisionario y en el periódico de mayor circulación en su localidad.

- Al respecto, se procedió a la estimación del costo de cumplimiento de cada una de las acciones regulatorias, clasificadas en 19 (diecinueve) que se eliminan, 2 (dos) que se simplifican, 1 (una) que se modifica, 21 (veintiún) que se crean, de las cuales 9 (nueve) presentan costos no cuantificables, y 3 (tres) que se mantienen debido a que son consideradas en la regulación vigente [...]

Dicha estimación tuvo como resultado la siguiente estimación del ahorro generado por el Anteproyecto:

Tabla. 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.

Respecto a la respuesta de la CRE, se solicita, como ya se mencionó anteriormente, se detalle de forma precisa como se determinaron los montos de \$218,170.23 pesos y \$163,853.32 pesos para el escenario 1 y 2 respectivamente.

- E. La CONAMER también señaló, que algunos de los numerales del anteproyecto que cumplen con los criterios de costos de cumplimiento previstos por esta Comisión mediante el Anexo Único del Acuerdo por el que se fijan plazos para que la Comisión

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

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.

Como ya se señaló en el inciso A del presente oficio, la CRE presentó en el documento anexo "20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial.docx", las estimaciones correspondientes a saber:

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. 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.

Respecto a lo cual, como ya se ha mencionado en los incisos A y D del presente oficio, resulta necesario que la CRE detalle de forma clara y precisa como se determinaron los montos de \$218,170.23 pesos y \$163,853.32 pesos para el escenario 1 y 2 respectivamente.

- F. Adicionalmente la CONAMER hizo referencia a que en el numeral 3.7 de la propuesta regulatoria existía una omisión en dicho apartado, pues se hablaba sobre una excepción que no le aplicaba el numeral 3.7 a saber:



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

"3.7 Las Tarifas máximas establecidas bajo regulación con control de rentabilidad máxima serán aprobadas por la Comisión, y los Permisarios estarán sujetos a una supervisión de la rentabilidad efectiva anual que se llevara a cabo en el primer semestre de cada año, tal como se describe en los apartados tercero, cuarto, y quinto de las presentes Disposiciones. El establecimiento de las Tarifas máximas requerirá la aprobación de la Comisión, previa verificación de la propuesta metodológica del Permisario respecto al cumplimiento de las presentes disposiciones. Lo anterior, no será aplicable para los permisionarios que".

En relación a esta observación la CRE incluyó en el documento "20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial.docx" la siguiente información para subsanar este punto:

Num.	Anteproyecto enviado el 6 de noviembre de 2018	Ajuste al Anteproyecto	Racional
1	3.7. Las Tarifas máximas establecidas bajo regulación con control de rentabilidad máxima serán aprobadas por la Comisión, y los Permisarios estarán sujetos a una supervisión de la rentabilidad efectiva anual que se llevará a cabo en el primer semestre de cada año, tal y como se describe en los apartados tercero, cuarto, y quinto de las presentes Disposiciones. El establecimiento de las Tarifas máximas requerirá la aprobación de la Comisión, previa verificación de la propuesta metodológica del Permisario respecto al cumplimiento de las presentes Disposiciones. Lo anterior, no será aplicable para los Permisarios que	3.7. Las Tarifas máximas establecidas bajo regulación con control de rentabilidad máxima serán aprobadas por la Comisión, y los Permisarios estarán sujetos a una supervisión de la rentabilidad efectiva anual que se llevará a cabo en el primer semestre de cada año, tal y como se describe en los apartados tercero, cuarto, y quinto de las presentes Disposiciones. El establecimiento de las Tarifas máximas requerirá la aprobación de la Comisión, previa verificación de la propuesta metodológica del Permisario respecto al cumplimiento de las presentes Disposiciones.	Se ajustó la redacción eliminando el enunciado que habla sobre una exención que no le aplica el numeral 3.7. Lo anterior debido a que el numeral es de aplicación general y las excepciones se están indicando en las disposiciones transitorias.

Con lo anterior se da por atendida la solicitud de CONAMER respecto a la observación sobre el numeral 3.7 del Anteproyecto en comento.

De conformidad con lo previsto en el Artículo Tercero 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

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

enviada por primera vez la información para argumentar los artículos 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 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 las 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 virtud de lo anterior, se informó a la CRE en el oficio con fecha 15 de noviembre de 2018 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 se indicó 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:



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

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, la 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:



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- 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 prevaecientes 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 anteproyecto 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 un documento anexo en el formulario del AIR denominado: 20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial..docx, en el que precisa lo siguiente:

"Con relación al cumplimiento del Artículo Quinto del Acuerdo Presidencial que establece para la expedición de nuevos actos administrativos de carácter general, que las dependencias y organismos descentralizados deberán indicar expresamente en el anteproyecto correspondiente, las dos obligaciones regulatorias o los dos actos que se



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

abrogan o derogan y que se refiere a la misma materia o sector económico regulado. Por lo anterior, la Comisión presenta a continuación el análisis de costos que implicaría lo siguiente:

"El Anteproyecto considera la eliminación de 8 (ocho) trámites y 19 (diecinueve) acciones regulatorias, la simplificación de 1 (un) trámite y 2 (dos) acciones regulatorias, la modificación de 1 (un) trámite y 1 (una) acción regulatoria, la creación de 2 (dos) trámites y 21 (veintiún) acciones regulatorias, de las cuales 9 (nueve) no presentan costos cuantificables y 3 (tres) acciones regulatorias 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 3.** Reducción de 19 (diecinueve) requisitos a 10 (diez) 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 con una reducción total de **559,684.35** pesos. Se estima el costo del trámite considerando la presentación de la información mediante un escrito libre; no obstante, en el Anteproyecto se establece modificar el medio de presentación de un escrito libre a un formato, según lo determinado en su disposición transitoria Duodécima.
- **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 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.
- **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 9.1 y 9.6 de la Directiva de Tarifas. Se



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

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 8.** 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 9.** 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 10, 11 y 12.** Para los permisionarios de distribución por ducto de gas natural debido a que se deja sin efectos los Trámites 10, 11 y 12 para este tipo de permisionarios. Dicho trámite está considerado en los numerales 17.8, 17.9 y 23.4 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 **79,285.52** pesos que se generan (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- **Dejar sin efecto el trámite 13.** 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

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

aplica dicho trámite, 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 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. 16 a la 34 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 **52,593.97** pesos que se genera (1) una vez al año por la cantidad de permisionarios.
- Por otro lado, se observa una **simplificación en dos (2) acciones regulatorias**, lo que implica una disminución en las obligaciones de los permisionarios, al reducir el costo de 2,642.85 pesos a 991.07 pesos, que genera un ahorro de **1,651.78** pesos.

La CRE indica también 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



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

exclusividad, es decir, 20 (veinte) permisos siguiendo lo establecido en la disposición transitoria Décima del Anteproyecto".

De dichos cálculos y estimaciones realizados por la CRE se lograron calcular los siguientes costos para el proyecto regulatorio:

Tabla. 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	8,553.64	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.

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. 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.

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 \$248,706.60 pesos, en consecuencia, la CONAMER realizara 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.

No obstante tal aseveración, la CONAMER considera necesario que esa Comisión incluya a detalle la como derivaron los \$294,921.16 pesos y \$181,737.50 pesos de los escenario 1 y 2 respectivamente (presentados en la tabla) a los \$218,170.23 pesos y \$163,853.32 pesos de la tabla.

Aunado a lo anterior, es importante señalar 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 una revisión realizada por este Órgano Desconcentrado se observa que no se incluyen en el anteproyecto los actos u obligaciones regulatorias que se derogarán (aunque sí los incluyen en el



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

formulario del AIR); en virtud de lo anterior, es necesario que la CRE incluya en el anteproyecto regulatorio las obligaciones regulatorias señaladas, de conformidad con el citado 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



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

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

1



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

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.

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- 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 permitidas 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 considera que los objetivos planteados son consistentes con la problemática expuesta por el regulador, por lo que se da por atendido este apartado del AIR.

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, las cuales versan sobre lo siguiente:

- a. No emitir regulación.-** No emitir regulación. De no emitir ninguna regulación, seguiría vigente lo establecido en la Directiva de Tarifas y la Directiva de Contabilidad para el sector de distribución por ducto de gas natural, por lo que, no se seguirían generando los incentivos adecuados para incrementar la penetración del servicio de gas natural a los sectores residenciales. En ese sentido, lo anterior no permitiría que los usuarios accedan a fuentes de suministro más económicas y menos contaminantes. Por otro lado, seguirían existiendo restricciones a la competencia, derivado de la existencia de barreras a la entrada a nuevos inversionistas por el alto costo de cumplimiento para la aprobación de tarifas máxima iniciales, las cuales son un requisito indispensable para el inicio de operaciones. Asimismo, de manera general, los costos de cumplimiento para los distribuidores por ducto de gas natural seguirían ascendiendo a 3,692,050.47 pesos.
- b. Esquemas de autorregulación.-** Esta alternativa regulatoria implica dejar sin efecto lo establecido en la Directiva de Tarifas y la Directiva de Contabilidad, sin dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 82 de la LH y 77 del Reglamento que establecen que la Comisión debe expedir las Disposiciones Administrativas de Carácter General para la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables a las actividades reguladas. Por otro lado, en virtud de que los distribuidores no contarían con los incentivos



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

para autorregularse, este tipo de esquema implicaría un efecto negativo dada la evolución de la industria del gas natural en México, ya que, al no existir reglas que protejan los intereses de los usuarios ni promuevan la competencia en el sector, se podría provocar que los precios que actualmente observan respecto al servicio sean mayores y un detrimento en la calidad del servicio, así como evitar la sustitución de GLP por un combustible menos contaminante, como es el caso del gas natural.

- c. Esquemas voluntarios.-** Un esquema de este tipo implicaría un cumplimiento voluntario de la regulación tarifaria vigente por parte de los distribuidores por ducto de gas natural, es decir, los permisionarios tendrían facultades para decidir cumplir o no la regulación vigente. Como consecuencia de ello, se podría estar en presencia de mercados no competitivos, pudiéndose materializar situaciones como tarifas excesivamente altas, ingresos extraordinarios, rentas monopólicas, ofertas insuficientes, baja productividad, calidad y servicio deficiente e inversión limitada, entre otras. Lo anterior, se debe a que el mercado de distribución por ducto de gas natural no cuenta con condiciones de competencia efectiva, lo que implica que no hay mecanismos privados que fomenten comportamientos competitivos, lo que implica que no sea fomentada la competencia económica del sector, conllevando a efectos negativos en la economía mexicana y a los intereses de los usuarios finales.

En ese contexto, la CONAMER observó que la CRE argumentó que la propuesta regulatoria tiene ventajas sobre las otras tres alternativas, ya que el anteproyecto propone un mecanismo para que los permisionarios de distribución por ducto de gas natural tengan el incentivo para incursionar en mercados nuevos. Al respecto, se establece un esquema que les permite obtener una mayor rentabilidad cuando la prestación del servicio conlleve un mayor riesgo y que, a su vez, sea justificado por la expansión del tamaño de las redes de distribución, en virtud de ello se da por atendido lo solicitado en el formulario del AIR.

Impacto de la regulación

1. Creación, modificación y/o eliminación de trámites

En el apartado 8 del formulario de la AIR, enviado por CRE, ésta precisó la creación de dos trámites, la simplificación de un trámite, la modificación de 1 trámite, la sustitución de un trámite y la modificación de 8 trámites más a saber:

Tabla. Tramites que se crean, sustituyen y modifican con el Anteproyecto

No.	Nombre del trámite	Información respecto al apartado del formulario de AIR
1	Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades de distribución de gas natural. CRE-17-012	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio



SE

SECRETARÍA DE
ECONOMÍA



COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

		Vigencia: por la vigencia del permiso correspondiente
2	Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural (se propone modificar el nombre actual por el indicado) CRE-18-013-A	Tipo de acción: Modifica Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: Correspondiente al periodo regulatorio respectivo
3	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
4	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
5	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
6	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
7	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
8	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
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	Aviso de reintegro por inversiones de conexión para las actividades permissionadas de distribución de gas natural.	Tipo de acción: Crea Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: N/A
12	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

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

13	Solicitud de supervisión anual de las tarifas máximas para actividades permisionadas de gas natural	Tipo de acción: Crea Tipo de trámite: Obligatorio Vigencia: Anual
14	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: N/A

Por otro lado, la CRE en el documento "20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial.docx" únicamente contempla la creación de dos trámites, mientras que el formulario del AIR considera la creación de tres:

Tabla. 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.

Trámite 2. Aviso de reintegro por inversión en conexión para las actividades permisionadas de distribución por ducto de gas natural.

Simplificación de trámite:

Trámite 3. (CRE-17-012) Solicitud de aprobación de tarifas máximas para actividades permisionadas de distribución de gas natural.

Se eliminan 9 (nueve) requisitos.

Modificación de trámite:

Trámite 4. (CRE-18-013-A) Solicitud de ajuste anual por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.

Se considera el pago de aprovechamiento.

Sustitución de trámite:

Trámite 5. Sustitución de (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.

Se consideran 3 (tres) requisitos 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 6. (CRE-17-057-A) 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.

Trámite 7. (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 8. (CRE-17-083-A) Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.

Trámite 9. (CRE-17-086-A) Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- Trámite 10.** (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 11.** (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.
- Trámite 12.** (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 13.** (CRE-17-090-A) Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ducto de gas natural.

De acuerdo con la información proporcionada por la CRE para el numeral 8 en comento, es necesario que esta comisión indique puntualmente si el trámite CRE-17-065-F es eliminado y reemplazado por el CRE-17-065-H, de acuerdo con lo observado en la pestaña 3 del anexo 20181213142604_46618_Anexo B. Memoria de cálculo sobre Análisis Costo-Beneficio y el "20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial..docx". 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 46 acciones regulatorias para los particulares regulados, las cuales han sido identificadas por la CRE, conforme a lo identificado en el documento anexo "20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial..docx" y son enumeradas de la forma siguiente:

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

Creación de nuevas obligaciones:

- AR 1.** La disposición 3.3 del Anteproyecto establece el esquema bajo el cual el permisionario presenta a la Comisión una propuesta de tarifas máximas para el inicio de cada periodo regulatorio, las cuales deberán salvaguardar las DACG de Servicios y Acceso abierto y sujetarse a criterios de no indebida discriminación.
- AR 2.** La disposición 3.4. del Anteproyecto establece los casos en que la Comisión determina que el permisionario obtuvo una rentabilidad efectiva anual superior al Límite de Rentabilidad Máxima (LRM) establecido conforme al apartado cuarto, éste deberá sujetarse al Mecanismo de ajuste conforme a lo establecido en la sección 9.
- AR 3.** La disposición 5.4. del Anteproyecto establece la obligación del permisionario de sujetarse al mecanismo de corrección en caso de que éste exceda el límite de rentabilidad máximo.
- AR 4.** La Disposición 7.8. del Anteproyecto establece el mecanismo para el cálculo de los impuestos.
- AR 5.** La disposición 9.4. fracción II del Anteproyecto establece que el Permisionario deberá aplicar las nuevas tarifas máximas derivadas del mecanismo de ajuste de manera inmediata, una vez reciba la notificación respectiva.
- AR 6.** La disposición 12.3. del Anteproyecto establece la obligación de comprobar ante la Comisión la propiedad de todos los activos que se consideran para la prestación del servicio.

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- AR 7.** La disposición 12.6. del Anteproyecto establece la fórmula para el cálculo de la depreciación de los activos asociados a la actividad de distribución.
- AR 8.** La disposición 12.8 del Anteproyecto establece la obligación de determinar la vida útil de los activos de acuerdo a las mejores prácticas.
- AR 9.** La disposición 19.2. del Anteproyecto establece la obligación del permisionario de contar con la capacidad suficiente para satisfacer la demanda, así como la obligación de no transferir costos excesivos a los usuarios finales de bajo consumo.
- AR 10.** La disposición 20.2 del Anteproyecto establece que las tarifas máximas para servicios interrumpibles deberán ser inferiores a la tarifa máxima del servicio en base firme respectivo, suponiendo un factor de carga de cien por ciento.
- AR 11.** La disposición 21.4. del Anteproyecto establece la obligación de que la tarifa convencional para los servicios interrumpibles, no deberá ser superior a la tarifa máxima del servicio en base firme correspondiente.
- AR 12.** La disposición 21.6. del Anteproyecto establece la obligación de que, en los contratos de tarifas convencionales, se deberá indicar la tarifa máxima que hubiese aplicado.

Simplificación de Acciones Regulatorias:

- AR 13.** La disposición 24.3 del Anteproyecto simplifica al numeral 25.2 de la Directiva de Tarifas debido a que el Permisionario no debe incluir el procedimiento de reembolso en los Términos y Condiciones para la prestación del servicio. Al respecto, la disposición 24.3 del Anteproyecto establece la obligación de que, cuando un usuario o usuario final pague por una conexión, cualquiera que sea su tipo, que deje de utilizar y posteriormente sea aprovechada por otros usuarios o usuarios finales, en ninguna circunstancia el Permisionario podrá cobrar nuevamente los cargos por estos servicios a los nuevos usuarios o usuarios finales.
- AR 14.** La disposición 25.9 del Anteproyecto simplifica al numeral 27.10 de la Directiva de Tarifas debido a que el Permisionario no debe incluir el cargo en los Términos y Condiciones para la prestación del servicio. Al respecto la disposición 25.9 del Anteproyecto establece la obligación al permisionario de no cobrar cargos por conexión y reconexión cuando la infraestructura ya se encuentra depreciada, esto solo podrá aplicarse cuando existan ductos nuevos.

Modificación de Acciones Regulatorias:

- AR 15.** La disposición 23.1. del Anteproyecto se modifica con el numeral 21.1 de la Directiva de Tarifas debido al cambio del medio de publicación de las tarifas del Diario Oficial de la Federación al Boletín Electrónico. Al respecto, la disposición 23.1 del Anteproyecto establece la obligación para los permisionarios de publicar en su boletín electrónico sus tarifas máximas y cargos establecidos por la Comisión; así como en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan a la región atendida por el Permisionario y en el periódico de mayor circulación en su localidad.

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 16.** 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 17.** 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.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- AR 18.** 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 19.** 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 20.** 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 21.** 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 22.** 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 23.** 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 24.** 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 25.** 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 26.** 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 27.** 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 28.** 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 29.** 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 30.** 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 31.** 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 32.** 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.

l



SE
SECRETARÍA DE
ECONOMÍA



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

- AR 33.** 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 34.** 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.

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

- AR 35.** La disposición 3.5. del Anteproyecto establece que las tarifas máximas resultantes de la aplicación de la regulación con control de rentabilidad máxima, deberán cumplir con las características descritas en el apartado tercero del Anteproyecto.
- AR 36.** La disposición 4.7. del Anteproyecto establece la condición de que, en caso de no presentar la lista de tarifas en los tiempos determinados por el Anteproyecto, la Comisión determinará de oficio dicha lista de tarifas, misma que no será actualizada por ningún mecanismo, hasta que el permisionario presente su propuesta de lista de tarifas.
- AR 37.** La disposición 4.14. del Anteproyecto establece la condición de que, de no presentar el dictamen de un tercero independiente acerca de la afectación por la inflación México y Estados Unidos de América, los ajustes tarifarios sólo considerarán la inflación en México.
- AR 38.** La disposición 7.2. del Anteproyecto establece mecanismos de ajuste de tarifas, por oficio, cuando el permisionario incumple con la entrega de la información descrita en el Apartado 5 del Anteproyecto.
- AR 39.** La disposición 8.2. del Anteproyecto establece mecanismos de incentivos a la expansión, el cual se otorgará en función del número de usuarios conectados.
- AR 40.** La disposición 9.1. del Anteproyecto establece la condición de que, en caso de la que el Permisionario obtenga una rentabilidad superior al límite máximo de rentabilidad, la Comisión someterá al Permisionario a un mecanismo de ajuste.
- AR 41.** La disposición 9.3. del Anteproyecto establece la fórmula del mecanismo de ajuste.
- AR 42.** La disposición 13.1. 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 43.** La disposición 26.3. del Anteproyecto establece la obligación de establecer la unidad de Gigajoule de acuerdo a la RES/267/2006, por la que se modifican las disposiciones de aplicación general expedidas por la Comisión Reguladora de Energía en conformidad con la Norma NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 19 de diciembre de 2006.

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

- AR 44.** La disposición 4.16. del Anteproyecto y el numeral 9.5. de la Directiva de Tarifas establece de que cuando se ofrezcan servicios en base interrumpible, los permisionarios deberán asegurarse que los usuarios dispongan de las instalaciones y los equipos necesarios; así como tengan posibilidad de medir las disminuciones o interrupciones diarias.
- AR 45.** La disposición 17.1. del Anteproyecto y el numeral 6.1. de la Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-002-1996 (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.
- AR 46.** La disposición 21.1. 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.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

En este sentido, la CONAMER considera que la CRE identificó y justificó las acciones regulatorias (obligaciones), para los particulares regulados en la materia de forma correcta.

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.

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

³ "Artículo 9.- La COFEMER deberá hacer de conocimiento, en el mismo día en que los reciba, y mediante correo electrónico, a 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."
Disponibile en: <http://www.cofemer.gob.mx/documentos/marcojuridico/rev2016/AMIRC.pdf>

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

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 "20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial..docx" seis conceptos principales:

Tabla 7. Costos de la Regulación

Concepto del costo	Monto (pesos)	Requisitos
Incremento en costo por la modificación del Trámite 4	\$21,388.25	Pago de aprovechamiento (PA).
Incremento en costo por la sustitución del Trámite 5	\$103,874.17	<ul style="list-style-type: none"> Comprobante de pago de aprovechamiento correspondiente al costo establecido por la Comisión para atender la solicitud del permisionario. Formato de Información Regulatoria de Costos y Activos Información y los valores utilizados en el cálculo de los elementos de las fórmulas siguientes y de sus elementos: <ol style="list-style-type: none"> Precio máximo de adquisición. Ingreso máximo para el periodo t. Ingreso obtenido o, en su caso, el ingreso obtenido en el año t, ajustado por caídas en el volumen. Reporte de precios de transferencias y el pago de dividendos a partes relacionadas.
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.
Costo por creación del Trámite 2	\$4,404.75	Aviso del reintegro por inversiones de conexión para las 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 12	\$17,272.75	Creación de diversas obligaciones.
Costos por modificación de la Acción Regulatoria No. 15	\$2,522	Publicación en el boletín electrónico de tarifas máximas y cargos establecidos por la comisión.
Total	\$175,890.43	

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 por **\$175,890.43 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

1



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

"20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial.docx" del oficio CRE/46618 del 14 de diciembre de 2018 emitido en respuesta a las ampliaciones y correcciones emitidos por esta CONAMER, estimó nueve principales beneficios de la propuesta regulatoria que pueden ser cuantificados;

- a) Simplificación del trámite 3 por \$559,684.35 pesos;
- b) Disminución de costos por dejar sin efecto el trámite 6 por un total de \$997,708.70 pesos;
- c) Disminución de costos por dejar sin efecto el trámite 7 por un total de \$360,734.30 pesos;
- d) Disminución de costos por dejar sin efecto el trámite 8 con un ahorro de \$836,447.41 pesos;
- e) Disminución de costos por dejar sin efecto el trámite 9 por \$396,427.59 pesos;
- f) Disminución de costos por dejar sin efecto los trámites 10, 11 y 12 por un total de \$79,285.52 pesos;
- g) Disminución de costos por dejar sin efecto el trámite 13 por \$105,714.02 pesos;
- h) disminución de costos por dejar sin efecto 19 acciones regulatorias por un total de \$52,593.97 pesos
- i) Disminución de costos por la simplificación de dos acciones regulatorias por un total de \$1,651.78 pesos.

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



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural, y concluye precisado que el valor presente del ahorro que resulta por los menores costos de cumplimiento derivan en \$194,389.68 pesos y \$248,706.60 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 "20181213143134_46618_Anexo M. Escrito de atención Ampliaciones y Correcciones.docx".

Tabla. 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 conclusión, la CRE estima un ahorro anual de \$244,410.49 pesos y \$298,727.41 pesos para el escenario 1 y 2 respectivamente, y costos por \$175,890.43 pesos.

Sin embargo derivado de la diferencia en el total reflejado en la "Tabla 40 VP de los costos de cumplimiento del Anteproyecto", con la "Tabla 41. Estimación del ahorro generado por el Anteproyecto" del documento anexo "20181213142539_46618_Anexo A. Cumplimiento del Acuerdo Presidencial.docx" resulta necesario que la CRE 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.**

V. Cumplimiento y aplicación de la propuesta

Para dar cumplimiento al numeral 15 del AIR, la CRE para la implementación del Anteproyecto, el proceso y los recursos a utilizar serán los siguientes:

- 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 permitidas de distribución de gas natural.
- Visualización por el equipo de la Comisión de la información mediante la plataforma vía Titán.
- 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.
- Visualización al Órgano de Gobierno de la Comisión y notificación al promovente vía Titán.

1



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

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 lo que respecta al numeral 16, la CRE establece los siguientes esquemas de verificación y vigilancia que permiten el cumplimiento de la regulación:

A) Acción de verificación de la publicación de tarifas máximas:

- i) Disposiciones – 23.1, 23.2 y 23.3 sobre la obligación de publicar las tarifas máximas.
- ii) Descripción – Obligación a los permisionarios de publicar las tarifas máximas aprobadas por la Comisión en el DOF, los periódicos de mayor circulación en la localidad correspondiente a la región atendida y mantener actualizado el boletín electrónico del permisionario.
- iii) Medio de verificación – Dentro de las obligaciones de la Comisión, se encuentra la validación y revisión de los medios electrónicos (DOF y Boletín Electrónico) donde se verifique que la lista de tarifas publicadas corresponde a las aprobadas por la Comisión.

B) Acción de verificación de que la lista de tarifa refleja las inversiones y costos proyectados:

- i) Disposiciones – 11.1, 11.2, y 12.3 sobre comprobación de información financiera y propiedad de los activos.
- ii) Descripción – Obligación a los permisionarios de comprobar mediante los soportes que considere que sus tarifas reflejan su proyección de inversiones y costos.
- iii) Medio de verificación – Revisión por parte de la Comisión de los soportes ingresados por el permisionario donde se compruebe la completa erogación de los activos que forman parte de la Base de Activos Regulada, así como validación de los Costos OMA de Operación, Mantenimiento y Administración propuestos.

C) Acción de verificar que la información financiera se establece en función de las Normas de Información Financieras (NIF):

- i) Disposición – 11.2 sobre y apartado 5 sobre la entrega de información para la supervisión anual.
- ii) Descripción – Obligación a los permisionarios de entregar la información financiera (EFD e IRC, "Información Regulatoria de Costos y Activos" e informe de precios) con periodicidad anual.
- iii) Medio de supervisión – Revisión y análisis de la información financiera ingresada por el permisionario, a fin de que sea consistente con las NIF.

D) Acción de vigilar que el permisionario no exceda el Límite de Rentabilidad Máximo:

- i) Disposiciones – 3.7 y Apartado 5 sobre la entrega de información para la supervisión anual.
- ii) Descripción – Obligación a los permisionarios de entregar la información financiera ((EFD, "Información Regulatoria de Costos y Activos" e informe de precios) con periodicidad anual.
- iii) Medio de supervisión – Revisión y análisis de la información financiera ingresada por el permisionario, a razón de validar que se encuentra dentro del Límite de Rentabilidad Máximo establecido por la Comisión.

l



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

E) Acción de vigilar los contratos convencionales establecidos entre las partes:

- i) Disposiciones –21.6 sobre Tarifas Convencionales.
- ii) Descripción – Los contratos objeto de tarifas convencionales establecidos entre las partes (Permisionario o Permisionario – Usuario) deben contener la tarifa máxima aprobada por la Comisión que hubiese resultado si la misma no hubiese sido establecida mediante un acuerdo entre las partes. Además, el contrato debe ser finito y no podrá ser extendido sin el previo visto bueno de la Comisión.
- iii) Medio de vigilancia – A través de la revisión de los acuerdos entre las partes (contratos convencionales) para garantizar que las partes cuentan con la información completa para establecer el acuerdo. Además, el incumplimiento de lo descrito en la disposición 21.6 del Anteproyecto, tiene como consecuencia que el contrato no será oponible ni válido frente a la Comisión, para efectos de aprobación de la tarifa correspondiente.

F) Acción de vigilar cuando el permisionario excede el Límite de Rentabilidad Máximo:

- i) Disposiciones – Disposición 5.4 y Sección 9 sobre el mecanismo de ajuste.
- ii) Descripción – Cuando en el proceso de supervisión anual se determina que la rentabilidad efectiva obtenida por el permisionario es superior al LRM, se aplicará un mecanismo de corrección, buscando con ellos dos cosas: reparar el daño a los usuarios por el cobro de tarifas excesivas y buscar incentivar a los permisionarios en no exceder el límite de rentabilidad, es decir, promover la eficiencia a través de reducción de costos, así como garantizar la ejecución de la proyección de sus inversiones.
- iii) Medio de verificación – A través de la determinación del exceso de rentabilidad efectiva y posterior aplicación del mecanismo de corrección.

En virtud de lo anteriormente expuesto, la CONAMER da por atendido lo solicitado en el formulario del AIR.

VI. 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



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

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 da por atendido lo solicitado en el formulario del AIR.

VII. 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 consecuencia, hasta la fecha de emisión del presente oficio, se han recibido los siguientes comentarios de parte de particulares interesados en el anteproyecto:

Tabla. Consulta Pública

Fecha	Promovente/dependencia	Identificador
03/12/2018	Lorena Patterson	B000184591
04/12/2018	Lic. Marco Alberto Torres García	DC/1570/18
04/12/2018	Lic. Marco Alberto Torres García	DC/1571/18
04/10/2018	Lic. Marco Alberto Torres García	DC/1572/18
05/12/2018	Ma. Elena Rojas Zetina	B000184629
05/12/2018	Ma. Elena Rojas Zetina	B000184630
05/12/2018	Juan Antonio Torres	B000184631
05/12/2018	Ma. Elena Rojas Zetina	B000184632
Fecha	Promovente/dependencia	Identificador
05/12/2018	Juan Antonio Torres	B000184633
05/12/2018	Juan Antonio Torres	B000184634
05/12/2018	Lorena Patterson	B000184638
05/12/2018	Aída Ivett Ceja Aguilar	B000184646
05/12/2018	Aída Ivett Ceja Aguilar	B000184647

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.

h



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

VIII. Otras observaciones

En el oficio de Solicitud de Ampliaciones y Correcciones del 15 de noviembre de 2018 emitido por esta CONAMER en el que se hace referencia del numeral 3.7 del anteproyecto recibido por la CONAMER el día 6 de noviembre de 2018 en donde se habla sobre una exención a la que no le aplica el numeral 3.7, pero no se detalla en qué casos, por lo que dicho numeral queda inconcluso.

En respuesta a dicha observación, la CRE en el anexo "20181213143134_46618_Anexo M. Escrito de atención Ampliaciones y Correcciones..docx", realiza el ajuste correspondiente:

Núm.	Anteproyecto enviado el 6 de noviembre de 2018	Ajuste al Anteproyecto	Racional
1	3.7. Las Tarifas máximas establecidas bajo regulación con control de rentabilidad máxima serán aprobadas por la Comisión, y los Permisarios estarán sujetos a una supervisión de la rentabilidad efectiva anual que se llevará a cabo en el primer semestre de cada año, tal y como se describe en los apartados tercero, cuarto, y quinto de las presentes Disposiciones. El establecimiento de las Tarifas máximas requerirá la aprobación de la Comisión, previa verificación de la propuesta metodológica del Permisario respecto al cumplimiento de las presentes Disposiciones. Lo anterior, no será aplicable para los Permisarios que	3.7. Las Tarifas máximas establecidas bajo regulación con control de rentabilidad máxima serán aprobadas por la Comisión, y los Permisarios estarán sujetos a una supervisión de la rentabilidad efectiva anual que se llevará a cabo en el primer semestre de cada año, tal y como se describe en los apartados tercero, cuarto, y quinto de las presentes Disposiciones. El establecimiento de las Tarifas máximas requerirá la aprobación de la Comisión, previa verificación de la propuesta metodológica del Permisario respecto al cumplimiento de las presentes Disposiciones.	Se ajustó la redacción eliminando el enunciado que habla sobre una exención que no le aplica el numeral 3.7. Lo anterior debido a que el numeral es de aplicación general y las excepciones se están indicando en las disposiciones transitorias.

Adicionalmente la CRE con el fin de mejorar la redacción del Anteproyecto, realizó los siguientes cambios:

Núm.	Anteproyecto enviado el 6 de noviembre de 2018	Ajuste al Anteproyecto	Racional
1	2.21. Flujo Neto: Diferencia entre los ingresos devengados anuales de distribución y la suma de los costos de operación mantenimiento, administración y ventas, los impuestos a las utilidades y el costo anual de la inversión.	2.21. Flujo Neto devengado: Diferencia entre los ingresos devengados anuales de distribución y la suma de los costos de operación mantenimiento, administración y ventas, los impuestos a las utilidades y el costo anual de la inversión.	Se precisó referencia con el fin de mantener consistentes con el Anteproyecto.
2	2.28. Lista de tarifas: El conjunto de Tarifas máximas y otros cargos aprobados por la Comisión a cada Permisario de distribución por ducto de Gas Natural y que son publicadas en	2.28. Lista de tarifas: El conjunto de Tarifas máximas y otros cargos aprobados por la Comisión a cada Permisario de distribución por ducto de Gas Natural y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así	Se ajusta redacción en congruencia con lo establecido en la sección 23 del Anteproyecto, en la cual se establece que la lista de tarifas



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

	la página electrónica de la Comisión, así como por el Permisionario en el DOF.	como en el boletín electrónico del Permisionario.	deberá ser publicada en su boletín electrónico.
3	2.50. Tarifa convencional: Acuerdos convencionales o descuentos pactados por el Usuario y el Permisionario para un servicio determinado, de conformidad con lo establecido en las presentes Disposiciones, en apego a los TCPS, y DACG de Servicios y Acceso abierto.	2.50. Tarifa convencional: Cargos o descuentos libremente pactados por el Usuario y el Permisionario para un servicio determinado, de conformidad con lo establecido en las presentes Disposiciones, en apego a los TCPS, y DACG de Servicios y Acceso abierto.	Considerando que las tarifas convencionales vigentes fueron estructuradas bajo la definición 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; se está retomando la definición de Cargos. Por lo cual, se está haciendo la precisión.
4	61. El LRM estimado por la Comisión para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural, se calculará con base en el modelo <i>Capital Asset Pricing Model</i> (CAPM), el cual incorpora los siguientes componentes: los rendimientos de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América, la tasa de rendimiento estimada por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de los Estados Unidos de América para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural de una muestra de empresas, el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de transporte. Adicionalmente, podrá considerarse un incentivo a la expansión (δ), cuando aplique, de acuerdo a lo descrito en la sección 8 [...]. r_m = tasa de rendimiento de la FERC [...]	61. El LRM estimado por la Comisión para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural, se calculará con base en el modelo <i>Capital Asset Pricing Model</i> (CAPM), el cual incorpora los siguientes componentes: los rendimientos de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América, el promedio de la tasa de rendimiento estimada por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de los Estados Unidos de América para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural de una muestra de empresas, el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de transporte. Adicionalmente, podrá considerarse un incentivo a la expansión (δ), cuando aplique, de acuerdo a lo descrito en la sección 8. [...] r_m = promedio de la tasa de rendimiento estimada por la FERC [...]	Se ajustó redacción con el fin de indicar que se refiere al promedio de la tasa de rendimiento estimada por la <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> , es decir, en congruencia con la metodología.
5	62. La tasa de rendimiento promedio estimada por la FERC para la actividad de transporte es la tasa máxima aprobada para un proyecto de transporte de una empresa contenida en una muestra representativa de empresas de la actividad de transporte en Estados Unidos de América. Esta muestra se obtiene de la plataforma Thomson Reuters con base en la <i>Thomson Reuters Business Classification</i> (TRBC) en el segmento <i>Oil & Gas Transportation Services</i> .	62. El promedio de la tasa de rendimiento estimada por la FERC para la actividad de transporte se calculará a partir de las tasas de rendimiento máximas de una muestra representativa de empresas aprobadas por la FERC para proyectos de la actividad de transporte en Estados Unidos de América. Esta muestra se obtiene de la plataforma Thomson Reuters con base en la <i>Thomson Reuters Business Classification</i> (TRBC) en el segmento <i>Oil & Gas Transportation Services</i> .	Se ajustó redacción con el fin de indicar que se refiere al promedio de la tasa de rendimiento estimada por la <i>Federal Energy Regulatory Commission</i> , es decir, en congruencia con la metodología.
6	6.6. El valor del LRM se revisará anualmente, no obstante, éste se ajustará solo cuando se cumpla alguno de los términos de la disposición 6.5 inmediata anterior, o en el caso que exceda 2 desviaciones estándar hacia	6.6. El valor del LRM se revisará anualmente, no obstante, éste se ajustará únicamente cuando se cumpla alguno de los términos de la disposición 6.5 inmediata anterior, o en el caso que exceda 2 desviaciones	Se ajustó la redacción con el fin de acotar las condiciones bajo las cuales se ajustará el valor del Límite de Rentabilidad Máxima.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

	arriba o hacia abajo, durante 2 años consecutivos, en los términos de la disposición 6.7.	estándar hacia arriba o hacia abajo, durante 2 años consecutivos, en los términos de la disposición 6.7.	
7	7.1. Para efectos del control de la rentabilidad máxima por parte de la Comisión, el Permisionario deberá entregar a la Comisión la Información Regulatoria de Costos y Activos conforme a lo establecido en el Apartado 5 de las presentes Disposiciones.	7.1. Para efectos del control de la rentabilidad máxima por parte de la Comisión, el Permisionario deberá entregar a la Comisión la Información Regulatoria de Costos y Activos conforme a lo establecido en el apartado quinto de las presentes Disposiciones.	Se homologó el formato de referencia a los apartados con el fin de mantener consistencia en el Anteproyecto.
8	7.7. En caso que la Comisión detecte que derivado de la información establecida en la disposición 7.6 anterior no existen transacciones a precios de mercado, la Comisión llevará a cabo ajustes de oficio.	7.7. En caso que la Comisión detecte que derivado de la información establecida en la disposición 7.6 anterior no existen transacciones a precios de mercado, la Comisión revisará los costos de operación, mantenimiento, administración y ventas y, en su caso, determinará de oficio.	Se ajustó la redacción con el fin de hacer más claro cómo procedería la Comisión en caso de que detecte que las transacciones no se hicieron a precios de mercado.
9	7.9. La fórmula para el cálculo del Flujo Neto utilizada por la Comisión para llevar a cabo el control de rentabilidad máxima es la siguiente: $FN = I - OMAV - Imp. - ANINV$ Donde: FN: Flujo Neto devengado [...]	7.9. La fórmula para el cálculo del Flujo Neto devengado utilizada por la Comisión para llevar a cabo el control de rentabilidad máxima es la siguiente: $FN = I - OMAV - Imp. - ANINV$ Donde: FN: Flujo Neto devengado [...]	Se ajustó redacción en consistencia con el ajuste de la disposición 2.21, la cual corresponde al ajuste Núm. 1 de la presente tabla.
10	8.2. [...] r _m = tasa de rendimiento de la FERC.	8.2. [...] r _m = promedio de la tasa de rendimiento estimada por la FERC.	Ajuste de redacción en consistencia con las disposiciones 6.1 y 6.2 del Anteproyecto.
11	8.3. [...] b. Si el Permisionario tiene una base de usuarios residenciales mayor a 40,000 y conectó 5% de usuarios adicionales en el año sujeto de supervisión , en una región en donde ya hay algún sistema de distribución desarrollado, el incentivo a la expansión al que será acreedor el Permisionario corresponderá a 100 puntos base.	8.3. [...] b. Si el Permisionario tiene una base de usuarios residenciales mayor a 40,000, y conectó el 5% de usuarios adicionales a su base de usuarios en el año sujeto de supervisión , en una región en donde ya hay algún sistema de distribución desarrollado, el incentivo a la expansión al que será acreedor el Permisionario corresponderá a 100 puntos base.	Se ajustó la redacción con el fin de clarificar que el 5% al que se hace referencia la disposición 8.3, fracción I, inciso b, del anteproyecto; es 5% adicional sobre la base de usuarios.
12	11.1. Se establecen los criterios y lineamientos contables a los que deberán sujetarse los Permisionarios para la adecuada obtención de información por parte de la Comisión, para el cálculo de las variables asociadas a la supervisión, la determinación de tarifas conforme al Apartado 3 y la elaboración de los ejercicios comparativos que en su caso emplee la Comisión para el ajuste de tarifas conforme a la sección 9.	11.1. Se establecen los criterios y lineamientos contables a los que deberán sujetarse los Permisionarios para la adecuada obtención de información por parte de la Comisión, para el cálculo de las variables asociadas a la supervisión, la determinación de tarifas conforme al apartado tercero y la elaboración de los ejercicios comparativos que en su caso emplee la Comisión para el ajuste de tarifas conforme a la sección 9.	Se homologó el formato de referencia a los apartados con el fin de mantener consistencia en el Anteproyecto.
13	14.2. La entrega a la Comisión de la información descrita en la disposición 14.1 anterior deberá efectuarse por lo menos diez días hábiles antes de la	14.2. La entrega a la Comisión de la información descrita en la disposición 14.1 anterior deberá efectuarse por lo menos diez días hábiles antes de la	Se ajustó la referencia cruzada ya que la correcta era hacer referencia a la obligación de



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

	publicación oficial de la Lista de tarifas por parte del Permisionario de conformidad con la sección 24.	publicación oficial de la Lista de tarifas por parte del Permisionario de conformidad con la sección 23.	publicar tarifas que aparece en la sección 23.
14	24.4. Las disposiciones de esta sección no serán aplicables a los cargos que se deriven de un convenio de inversión entre el Permisionario y los Usuarios. En ese caso, los Permisionarios deberán cumplir con todas las disposiciones jurídicas aplicables y estarán obligados a informar, previa firma de dicho convenio, a la Comisión sobre los términos pactados. Cabe mencionar que, todo convenio de inversión no deberá formar parte de la Tarifa máxima.	24.4. Las disposiciones de esta sección no serán aplicables a los cargos que se deriven de un convenio de inversión entre el Permisionario y los Usuarios. 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 a través de un escrito libre firmado por el representante legal del titular del permiso, previo a la firma de dicho convenio. Cabe mencionar que, todo convenio de inversión no deberá formar parte de la Tarifa máxima.	Se especificó el medio por el cual los permisionarios deberán informar a la Comisión.
15	Anexo 2. Catálogo de cuentas 3XX. [...]	Anexo 2. Catálogo de cuentas 2XX. [...]	Se ajustó la numeración del anexo 2, en congruencia con la numeración de los anexos.
16	Anexo 3. Vida útil regulatoria de los activos relativos a las actividades de Distribución por ducto de Gas Natural 4XX. [...]	Anexo 3. Vida útil regulatoria de los activos relativos a las actividades de Distribución por ducto de Gas Natural 3XX. [...]	Se ajustó la numeración del anexo 3, en congruencia con la numeración de los anexos.
17	3.27. La cuenta 1610 Medidores en servicio incluirá el costo de medidores o instrumentos utilizados en la medición del gas entregado a los usuarios en servicio.	2.26. La cuenta 1609 Medidores en servicio incluirá el costo de medidores o instrumentos utilizados en la medición del gas entregado a los Usuarios y Usuarios finales en servicio. Se mantendrán todos los registros relacionados con medidores para que el Permisionario pueda proporcionar información acerca de la cantidad de medidores de diferentes capacidades que estén en servicio y en reserva, así como la ubicación de cada medidor propiedad del Permisionario. En específico, se podrán considerar únicamente los siguientes conceptos: medidores; instalación de los medidores; señalización; costo de pruebas iniciales.	Debido a la duplicidad entre las disposiciones 3.26 y 3.27, se homologaron ambas disposiciones y se modificó la numeración de las cuentas comprendidas entre las disposiciones 2.26 y la 2.35 del Anteproyecto. Lo anterior, con el fin de mantener la secuencia numérica entre las cuentas.
18	3.48. En la cuenta 1711 Depreciación acumulada de edificios para oficina transporte se deberá registrar la depreciación acumulada del costo histórico de los edificios para oficina.	2.47. En la cuenta 1711 Depreciación acumulada de edificios para oficina se deberá registrar la depreciación acumulada del costo histórico de los edificios para oficina.	Se eliminó referencia a transporte ya que esta cuenta se mencionaba en la disposición inmediata anterior del Anteproyecto (disposición 2.46).
19		2.48. En la cuenta 1712 Depreciación acumulada de Mobiliario y equipo de oficina se deberá registrar la depreciación acumulada del costo histórico de Mobiliario y equipo de oficina.	Con el fin de mantener consistencia entre las cuentas, se incorporó la disposición 2.48, la cual es complemento de la disposición 2.30 que se refiere a la cuenta 1613 Mobiliario y equipo de oficina.

1



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio
Dirección de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

			Asimismo, se modificó la numeración de las cuentas comprendidas entre las disposiciones 2.46 y la 2.51 del Anteproyecto. Lo anterior, con el fin de mantener la secuencia numérica entre las cuentas.
--	--	--	---

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.