CFE Corporativo

Desempeño de la CFE en el Transporte y Suministro de Gas Natural

Auditoría de Desempeño: 2018-6-90UJB-07-0502-2019

502-DE

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2018 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

Objetivo

Verificar el cumplimiento de objetivos y metas de CFE en materia de transporte y suministro de gas natural

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance

Para evaluar la estrategia implementada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para la expansión de la red de gasoductos se analizaron cuatro vertientes: 1) la gobernanza en la planeación y programación de la red de gasoductos y centrales eléctricas, incluidas, la normativa que reguló el proceso licitatorio y las características de los contratos para la prestación de servicios de transporte de gas natural; 2) el desempeño operativo en el transporte, considerando el avance de los gasoductos licitados y formalizados y la supervisión de los contratos para la prestación del servicio por medio del Comité de Estrategias e Inversiones, la Unidad de Negocios de Gasoductos y la Comisión Reguladora de Energía (CRE); 3) la economía en las tarifas pagadas a los transportistas y rentabilidad de los gasoductos; y 4) el desempeño operativo en el suministro de gas natural, por medio de la compra y venta del hidrocarburo.

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa aplicable a la fiscalización superior de la Cuenta Pública para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. En el desarrollo

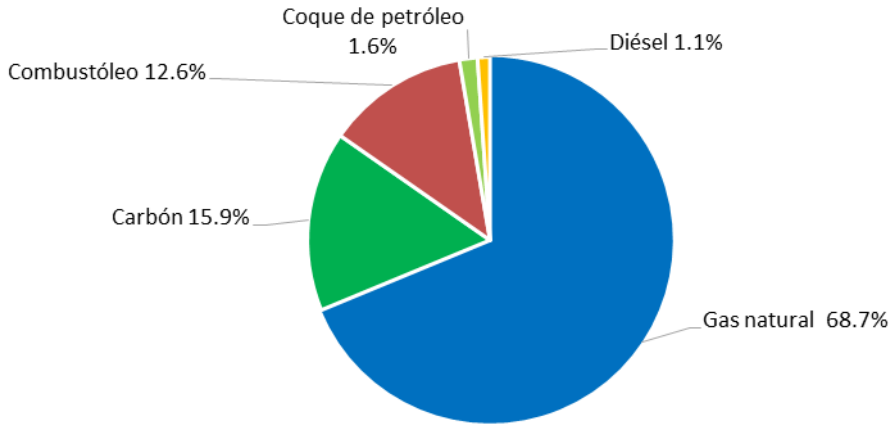
de esta auditoría, no en todos los casos, los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron suficientes, de calidad, confiables y consistentes, lo cual se expresa en la opinión de la Auditoría Superior de la Federación, respecto del cumplimiento de objetivos y metas de CFE en materia de transporte y suministro de gas natural.

Antecedentes

El gas natural es un hidrocarburo cuya demanda aumentó progresivamente en el país, principalmente para la generación de energía eléctrica, ya que es más eficiente y sustentable en comparación con otros combustibles fósiles, debido a la menor emisión de Co_2 a la atmósfera y a los elevados rendimientos de la energía contenida en el energético (alrededor del 60.0%), aunado a que el gas natural es un combustible de menor costo,[1/] para la generación de energía eléctrica.

La proporción del uso de los combustibles para la generación de energía eléctrica es el siguiente:

USO DE COMBUSTIBLES PARA LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, 2017[1/]



FUENTE: elaborado por la ASF con base en el documento "Prospectiva de gas natural 2017-2021".
1/: Únicamente se consideran las centrales que utilizan combustibles.

El transporte de gas natural, dentro del territorio nacional, se efectúa por medio de un sistema de ductos de diferentes diámetros y longitudes hacia las centrales, para generar

1/ Secretaría de Energía, **Prospectiva de gas natural 2017-2021**, 2017, p. 37.

energía eléctrica.[2/] De acuerdo con la Secretaría de Energía, en el periodo 2000-2006, la expansión de centrales generadoras, principalmente de ciclo combinado (que utilizan gas natural como insumo),[3/] que ofrecen mayor eficiencia y menores costos de inversión, provocó un incremento en las importaciones de gas natural, lo que, a su vez, generó la necesidad de desarrollar infraestructura de transporte del hidrocarburo para suministrar a las centrales generadoras.[4/]

Hasta 1995, Pemex era la única entidad autorizada para construir y operar los gasoductos: "Esta situación motivó al Ejecutivo Federal a llevar a cabo en 1995 una profunda reforma estructural en la industria del gas natural, cuyo objetivo era sentar las bases jurídicas e institucionales para permitir la participación de la iniciativa privada en el desarrollo de sistemas de transporte y fomentar el desarrollo en el largo plazo".[5/] Por lo anterior, y ante la creciente demanda del gas natural en el sector eléctrico, se instruyó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), siendo el mayor consumidor de combustible, a participar en la expansión de la red de gasoductos, para transportar gas natural hacia centrales de generación de electricidad, con ello: "El Gobierno Federal lanzó (…) un ambicioso programa de construcción de gasoductos",[6/] para lo cual se convocaron múltiples licitaciones para la prestación de los servicios de transporte de gas natural por ducto.

Desde 1997, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) impulsó el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas natural, con la finalidad de contar con un combustible más barato que permitiera reducir los costos de generación de electricidad.

En la planeación del periodo 2007-2012, el Gobierno Federal indicó que la expansión de centrales eléctricas de generación que utilizan gas natural como insumo ofrecen mayor eficiencia y menores costos de inversión, por ello resultó indispensable desarrollar infraestructura de transporte de gas natural para suministrar a las centrales generadoras.

La regulación permitía a CFE decidir entre tres opciones para el desarrollo de esta infraestructura de transporte:

2/ Secretaría de Energía, **Prospectiva del mercado de gas natural 2012-2026**, 2017, p. 67.

3/ Las plantas de ciclo combinado son centrales de energía eléctrica en las que se transforma la energía térmica del gas natural en electricidad, mediante dos ciclos consecutivos: el que corresponde a una turbina de gas convencional y el de una turbina de vapor. Naturgy, 2019, **Ciclos combinados de gas natural: tecnología punta y desarrollo sostenible**, consultado el 15 de julio de 2019 de:

https://www.naturgy.es/es/conocenos/compromiso+y+sostenibilidad/cambio+climatico/energias+responsables/1297101993224/ciclos+combinados.html.

4/ Secretaría de Gobernación, **Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012**, 2012, p. 132.

5/ Comisión Reguladora de Energía, 1996, **Informe Anual**, p. 3, recuperado el 16 de julio de 2019, disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/118732/2373.pdf.

6/ Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2013, **Dilema del suministro de gas natural en México**, p. 31, recuperado el 16 de julio de 2019 de:

https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/4927/1/M20130197_es.pdf.

1. Gasoductos propios: en la que debe invertir sus propios fondos o endeudarse y asumir todos los riesgos inherentes a la construcción y operación.

2. Arrendamiento: en donde una empresa privada construye el ducto y se lo arrenda a CFE, quien se encarga de operarlo, mantenerlo y transportar el gas, debiendo pagar una renta durante el plazo del contrato.

3. Prestación de servicio de transporte: la empresa especializada tiene la obligación de invertir en la infraestructura de transporte y ocuparse de la construcción y operación del sistema para prestar el servicio.

Ante la insuficiencia de recursos, la CFE decidió optar por la contratación de servicios de transporte, transfiriéndole al transportista los compromisos de inversión, desarrollo y operación de los sistemas.

Bajo este esquema, la CFE, en el periodo 1997-2017, desarrolló licitaciones públicas internacionales para la contratación de prestación de servicios de transporte de gas natural mediante 24 gasoductos: 1 en la administración 1994-2000; 1 en el periodo 2001-2006; 8, en 2007-2012, y 14 entre 2013 y 2018.

Los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural se fundamentaron en la normativa siguiente:

a) Antes de la Reforma Energética

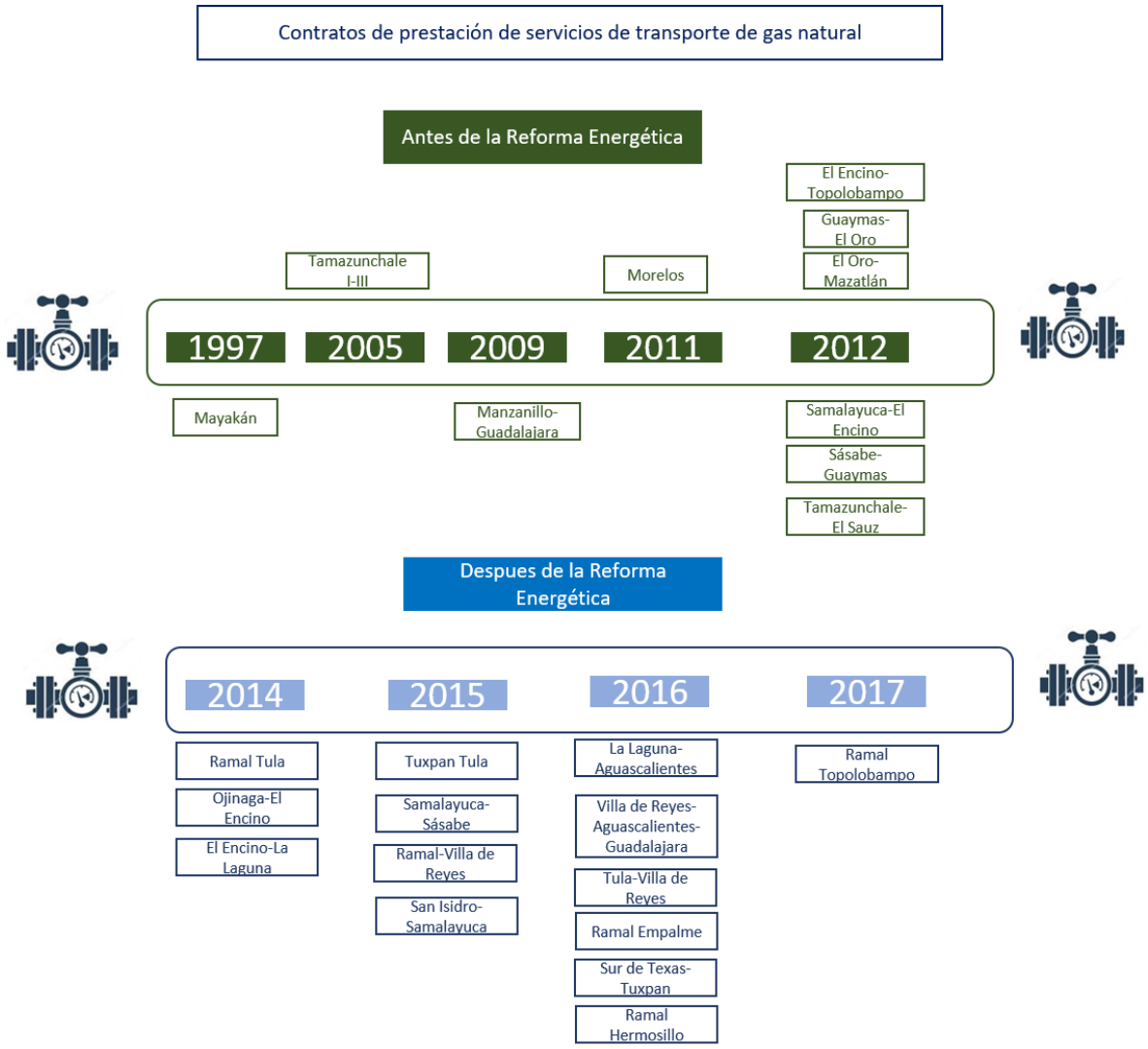
- En la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que en su artículo 9 facultaba a la CFE para: “efectuar las operaciones, realizar los actos y celebrar los contratos que sean necesarios para el cumplimiento de su objeto”.

- En el Reglamento de Gas Natural, que en el artículo 59 indicaba que: “El servicio de transporte comprende la recepción de gas en un punto del sistema de transporte y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema”.

b) Después de la Reforma Energética

- En la Ley de Hidrocarburos, que en su artículo 69 establece que: “las empresas productivas del Estado y los particulares podrán desarrollar, sujetos al cumplimiento de la normativa aplicable proyectos de infraestructura actuando bajo su propia cuenta y riesgo. En el caso de las empresas productivas del Estado, los proyectos deberán ejecutarse por terceros a través de procesos de licitación en los cuales éstas reservarán la capacidad que requieran para sus operaciones”.

De 1997 a 2017, los contratos para la prestación de servicios de transporte de gas natural formalizados con privados fueron los siguientes:



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CFE.

La expansión de la red de gasoductos es de alta importancia para la industria eléctrica, debido a lo siguiente:

- Garantiza el abasto de gas natural y contribuye a satisfacer las necesidades de energía eléctrica.[7/]

- Promueve principios de acceso abierto y de reserva de capacidad de los ductos.[8/]

- Propicia la libre competencia, transparencia y ampliación de la infraestructura, al permitir que la iniciativa privada y las empresas productivas del Estado participen en igualdad de condiciones.[9/]

- En general, la expansión de la red de gasoductos contribuye a crear un mercado de gas natural competitivo y eficiente, que atraiga inversiones, garantice la seguridad energética del país, y ofrezca una oferta de gas natural a precios competitivos que beneficien a todos los sectores de consumo.[10/]

Antes de la Reforma Energética, CFE Corporativo fue el responsable de la estrategia de expansión de la red de gasoductos; después de la reforma, compartió la atribución con la empresa filial denominada CFEnergía S.A. de C.V. (CFEn),[11/] que contó con la atribución de dar un seguimiento continuo a los proyectos de construcción y operación de gasoductos.[12/]

Con la auditoría se evaluaron los resultados alcanzados por CFE Corporativo y CFEnergía S.A. de C.V. en el transporte y suministro de gas natural; se analizó la planeación de la expansión de la red de gasoductos y las centrales eléctricas, las licitaciones y la adjudicación de contratos en la expansión de la red de gasoductos; así como la compra y venta del hidrocarburo para suministrar a las EPS de generación y a terceros.

7/ Secretaría de Energía, **Prospectiva de gas natural 2017-2031**, 2017, p. 12.

8/ Secretaría de Energía, **Prospectiva de gas natural 2016-2030**, 2017, p. 10.

9/ Secretaría de Energía, **Prospectiva de gas natural 2017-2031**, 2017, p. 12.

10/ Secretaría de Energía, **Prospectiva de gas natural 2016-2030**, 2017, p. 10.

11/ En 2015, se creó la empresa filial de suministro y comercialización de combustibles para gestionar los riesgos atribuibles a la volatilidad de los mercados, tanto eléctrico como de combustibles, denominada CFEnergía (CFEn), Sociedad Anónima de Capital Variable, S.A. de C.V.

12/ CFEnergía, **Plan de Negocios 2018-2022**, 2018, Consejo de Administración de CFEnergía S.A. de C.V., p. 22.

Resultados

1. Gobernanza en la planeación de la red de gasoductos y las centrales eléctricas [13/]

La estrategia de expansión de gasoductos y de las centrales eléctricas tuvo dos momentos:

- Antes de la Reforma Energética de 2013, se licitaron 10 gasoductos, y después de dicha reforma se licitaron 14 gasoductos, lo que significa que debieron existir dos etapas de planeación.

  El monto estimado en inversión privada, a 2018, de los gasoductos ascendió a 183,581.3 millones de pesos. [14/]

- En cuanto a las centrales eléctricas. Antes de la Reforma Energética la planeación del Sistema Eléctrico Nacional estaba a cargo de la Comisión Federal de Electricidad. No obstante, cuando se requería la construcción de nuevas instalaciones de generación, la CFE debía informar de las características de los proyectos a la Secretaría de Energía (SENER), quien determinaría si la instalación sería ejecutada por la CFE o si se debía convocar a particulares para participar en el proyecto.

  Después de la Reforma Energética de 2013, la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, se definió en el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN), elaborado por la SENER.

En este contexto, se realizó un procedimiento relacionado con la gobernanza en la planeación de la red de gasoductos y de las centrales eléctricas, el cual se presenta a continuación:

a) Las atribuciones de la SENER y la CFE en la planeación de los gasoductos y las centrales eléctricas.

En el contexto de la planeación de la red de gasoductos y de las centrales eléctricas, la Secretaría de Energía (SENER), antes y después de la Reforma Energética de 2013, fue la responsable de definir la política energética del país y de supervisar las operaciones de las entidades del sector.[15/]

13/ La gobernanza se refiere a: "La capacidad de los gobiernos para diseñar, formular e implementar políticas, y en general para desempeñar funciones gubernamentales", World Bank, **Governance and development**, Washington, 1992, p.58

14/ Corresponde al monto de estimado de la inversión física de las proposiciones económicas asentadas en las actas de presentación y apertura de proposiciones económicas, así como en el acta de fallo de la licitación. No se consideró la inversión del gasoducto Mayakan, ya que la CFE no proporcionó las carpetas administrativas de las licitaciones. Mientras que, para los gasoductos Tamazunchale-El Sauz, Samalayuca-El Encino, Morelos, Manzanillo-Guadalajara, Naranjos-Tamazunchale, Ojinaga-El Encino y El Oro-Mazatlán, el monto se obtuvo de la propuesta económica que presentó el licitante para el proceso, ya que CFE no proporcionó sus actas de presentación y apertura de proposiciones económicas. Los datos se encuentran deflactados a precios de 2018.

15/ CRE, **20+1 Creando confianza para los mexicanos**, p. 34, consultado el 6 de mayo de 2019 en: http://www.cre.gob.mx/docu-mento/libro-21aniversario.pdf.

Antes de la Reforma Energética, de acuerdo con el artículo 5 la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica,[16/] la SENER era la responsable de dictar las disposiciones relativas al servicio público de energía eléctrica, las cuales debían ser cumplidas por la CFE. Al respecto, la CFE era el organismo público descentralizado que tenía entre sus atribuciones la de formular y proponer al Ejecutivo Federal los programas de inversión que, a corto, mediano y largo plazo, requiriera la prestación de servicios de energía eléctrica.[17/]

Después de la reforma, a la SENER se le confirió la responsabilidad de establecer, conducir y coordinar la política energética, así como definir las nuevas centrales tendientes a satisfacer las necesidades del país. [18/]

Por su parte, la CFE es la Empresa Productiva del Estado responsable del desarrollo y ejecución de proyectos, supervisión, prestación de servicios a terceros, así como todas aquellas relacionadas con la comercialización de energía eléctrica.[19/]

- Secretaría de Energía (SENER)

Con base en la normativa, la ASF solicitó a la SENER, mediante el oficio núm. DGADDE/070/2019 del 19 de marzo de 2019, los documentos en los que planeó la expansión de los gasoductos, asociados a la construcción de nuevas centrales eléctricas y ductos de interconexión, a lo cual, mediante el oficio núm. 411/0728/19, con fecha del 11 de abril de 2019, la SENER respondió que: "La Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos, adscrita a la Subsecretaría de Hidrocarburos no tiene lo solicitado, toda vez que no se encuentra dentro del ámbito de sus facultades".

No obstante, de acuerdo con el artículo con el artículo 5, fracción XXV, del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía (DOF 31-10-14), es una facultad del Secretario de Energía: "Establecer la política de eficiencia energética de la industria eléctrica y la política para establecer nuevas centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país". Por lo que si bien, no es el Director General de Gas Natural y Petroquímica el responsable de dicha planeación, ésta recae en el Secretario de Energía. En conclusión, la SENER no acreditó disponer de un documento de planeación integral de las centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país relacionadas con la red de gasoductos, contrario a lo establecido en su Reglamento Interior.

16/ Publicada en el DOF el 22 de diciembre de 1975, abrogada el 11 de agosto de 2014.

17/ **Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica,** artículo 9, fracción IV, publicada en el DOF el 22 de diciembre de 1975, abrogada el 11 de agosto de 2014.

18/ **Reglamento Interior de la Secretaría de Energía**, artículo 5, fracción XXIII y XXV, publicado en el DOF el 31 de octubre de 2014.

19/ **Ley de la Comisión Federal de Electricidad**, artículo 5, fracción III, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014.

- Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Asimismo, con el oficio núm. DGADDE/045/2019, con fecha del 26 de febrero de 2019, la Auditoría Superior de la Federación solicitó a la CFE la documentación correspondiente a los criterios por los cuales se determinaron los proyectos para la red de gasoductos. Al respecto, la CFE tampoco acreditó contar con un documento de planeación y programación estratégica para la expansión de la red de gasoductos y centrales eléctricas.[20/]

Dado que ni la SENER ni la CFE acreditaron contar con la información detallada sobre la planeación de la expansión de la red de gasoductos y de las centrales eléctricas, se puede inferir lo siguiente:

> Las deficiencias en la planeación integral de los gasoductos y de las centrales eléctricas podrían indicar que la expansión de la red de gasoductos se realizó sin dicha herramienta de gestión que apoyara la toma de decisiones para lograr la mayor eficiencia, eficacia y economía en la prestación de servicios de transporte de gas natural. Asimismo, se observa debilidad en la gobernanza por parte de la SENER y la CFE para definir, aprobar, evaluar y monitorear las estrategias en materia de la expansión de la red de gasoductos y de las centrales eléctricas; máxime cuando los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto representaron una inversión en el país de aproximadamente 183,581.3 millones de pesos.

b) Gobernanza en la planeación de la red de gasoductos

Ante la carencia de una planeación integral de los gasoductos y de las centrales eléctricas, la ASF analizó los documentos de planeación del sector energético del periodo 2007-2018, a fin de identificar la fundamentación de esta estrategia; al respecto, se constató que la expansión de gasoductos se menciona de manera desarticulada en: 1) el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012; 2) el Programa Nacional de Infraestructura; 3) el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2007-2016; 4) el POISE 2011-2025; 5) el POISE 2012-2026; 6) el POISE 2014-2028; 7) el Programa Sectorial de Energía 2014-2018; 8) el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2028; 9) el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029 y sus respectivas revisiones anuales, y 10) el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019 y sus respectivas revisiones anuales.

Con la revisión de los documentos de planeación de mediano y largo plazo, se identificó que, en general, ni la SENER ni la CFE acreditaron haber realizado una planeación integral fundamentada en un diagnóstico de la expansión de gasoductos en la que se definieran los objetivos, las metas, las estrategias, las prioridades, los responsables y la coordinación de

---

20/ Por medio del oficio núm. XL000/0096_BIS/2019, la CFE remitió un documento que respondía a un requerimiento de información para la auditoría 519-DE "Gasoductos para el servicio de transporte de gas natural" ejecutada por la Auditoría de Cumplimiento Financiero, correspondiente a la revisión de la Cuenta Pública 2017, relacionado con la autorización de centrales eléctricas en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico. Debido a esto, la ASF identificó que la información no correspondió con lo solicitado.

acciones; así como la evaluación de los resultados, ni la vinculación entre los 24 gasoductos y las 51 centrales eléctricas a las que suministraría combustible,[21/] contrario a lo establecido en el artículo 3 de la Ley de Planeación.[22/]

c) Gobernanza en la planeación de las centrales eléctricas

Con la finalidad de analizar si la planeación de las centrales eléctricas se realizó a la par de los gasoductos licitados por la CFE para la contratación de la prestación del servicio de transporte, la ASF revisó el Anexo 2 "Cantidades Máximas diarias, temperaturas y presiones en el punto de entrega y los puntos de recepción" de los 24 contratos para la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural,[23/] ya que ahí se enlistan las centrales eléctricas a las que cada gasoducto daría servicio.

Cabe mencionar que, los gasoductos no suministran únicamente a centrales eléctricas, sino que también pueden suministrar a otros gasoductos, por esta razón los gasoductos Ojinaga-El Encino y Samalayuca-Sásabe no se incluyeron en el análisis, debido a que suministrarían gas a otros gasoductos y no a centrales.[24/]

Las centrales eléctricas identificadas en los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto suscritos por la CFE se muestran a continuación:

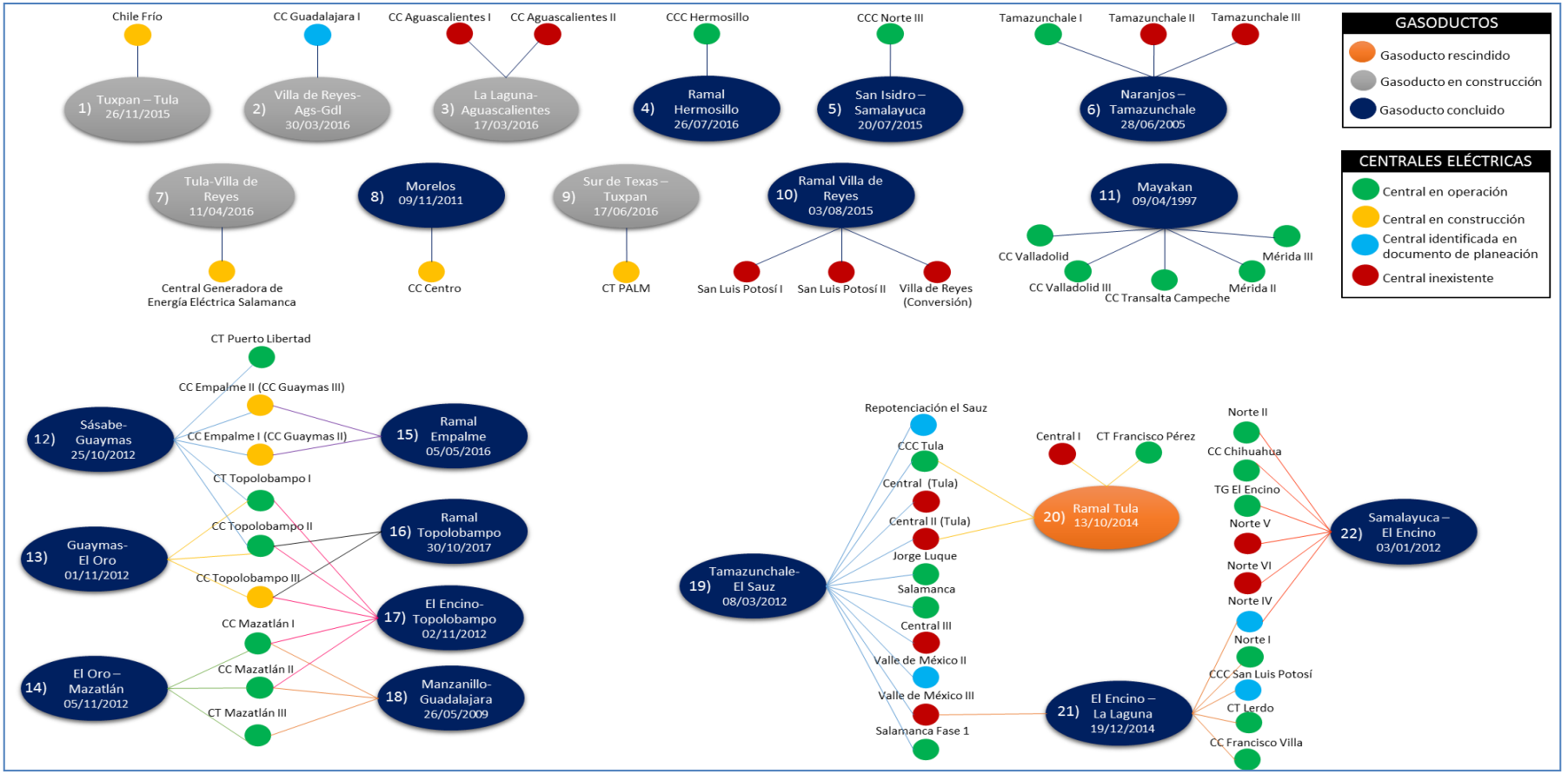
21/ Las 51 centrales eléctricas se proyectaron en los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural por gasoducto.

22/ **Ley de Planeación**, artículo 3, párrafo segundo: "Mediante la planeación se fijarán objetivos, metas, estrategias y prioridades, así como criterios basados en estudios de factibilidad cultural; se asignarán recursos, responsabilidades y tiempos de ejecución, se coordinarán acciones y se evaluarán resultados".

23/ El universo de los gasoductos revisados en esta auditoría se encuentra en el resultado "Avance de los gasoductos licitados y formalizados" de este informe.

24/ De acuerdo con los puntos de recepción señalados en los contratos la ASF solicitó a CFE Corporativo, mediante la Minuta de Trabajo del 28 de mayo de 2019, el estatus de las centrales eléctricas consideradas como punto de recepción. Mediante el oficio núm. XL000/0206/2019 del 4 de junio de 2019, la CFE proporcionó el estatus de las centrales eléctricas.

ESTATUS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS Y SU RELACIÓN CON LOS GASODUCTOS



FUENTE: elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, mediante los oficios núm. XL000/0206/2019 y XL000/0271/2019, del 4 y 27 de junio, respectivamente.

NOTA 1: para el gasoducto Mayakán y Manzanillo-Guadalajara(Gdl) las centrales se retomaron de lo proporcionado por la CFE mediante el oficio núm. XL000/0206/2019 del 4 de junio de 2019.

NOTA 2: los gasoductos Samalayuca-Sásabe y Ojinaga-El Encino no se incluyeron ya que suministrarían gas a otros gasoductos y no a centrales.

NOTA 3: las fechas corresponden a la formalización del contrato.

NOTA 4: Ags es la abreviatura de Aguascalientes.

Con el análisis de los contratos, se identificó que, originalmente, se planeó que, mediante la construcción de los gasoductos y la prestación del servicio de transporte de gas natural, se atendería la necesidad de este insumo en 51 centrales eléctricas, de las cuales CFE Corporativo reportó que, a 2018, 7 (13.7%) se encontraban en construcción, 25 (49.0%) en operación, y 19 (37.3%) en proyecto.

I. Centrales eléctricas en operación y construcción

Respecto de las centrales eléctricas en operación y construcción,[25/] se identificó lo siguiente:

CENTRALES ELÉCTRICAS EN OPERACIÓN Y CONSTRUCCIÓN

Central Eléctrica	Fecha de inicio de operaciones	
	Programada	Real
En operación		
1. CC Chihuahua	n.e.	n.e.
2. CC Francisco Villa	n.e.	24/09/1964
3. CC Mazatlán Unidad 1	n.e.	n.e.
4. CC Mazatlán Unidad 2	n.e.	11/11/1976
5. CC Norte I	n.e.	n.e.
6. CC Topolobampo II	n.e.	n.e.
7. CC Transalta Campeche	n.e.	28/05/2003
8. CC Tula	n.e.	08/05/1981
9. CC Valladolid	n.e.	07/04/1992
10. CC Valladolid III	n.e.	28/06/1994
11. CCC Hermosillo	n.e.	31/12/2005
12. CCC Norte III	n.e.	n.e.
13. CT Francisco Pérez Ríos (Termoeléctrica)	n.e.	27/09/1975
14. CT Lerdo (Termoeléctrica)	n.e.	18/06/1991
15. CT Mazatlán Unidad 3 (Termoeléctrica)	n.e.	n.e.
16. CT Puerto Libertad (Termoeléctrica)	n.e.	01/08/1985

25/ La ASF solicitó mediante la Minuta de Trabajo del 19 de junio de 2019, la evidencia documental que acreditara la fecha programada de inicio de operaciones y la fecha real. Mediante el oficio núm. XL000/0271/2019 del 27 de junio del 2019 la CFE proporcionó las fechas de inicio de operación real de algunas centrales.

CENTRALES ELÉCTRICAS EN OPERACIÓN Y CONSTRUCCIÓN

Central Eléctrica	Fecha de inicio de operaciones	
	Programada	Real
17. CT Topolobampo (Termoeléctrica)	n.e.	05/10/1968
18. Jorge Luque	n.e.	n.e.
19. Mérida II	n.e.	n.e.
20. Mérida III	n.e.	n.e.
21. Norte II (Encino)	n.e.	19/12/2013
22. Salamanca	n.e.	27/11/1970
23. Salamanca Fase 1	n.e.	26/01/2015
24. Tamazunchale I	n.e.	21/06/2007
25. TG El encino	n.e.	n.e.
En construcción		
26. CC Centro[1/]	n.e.	n.e.
27. CC Topolobampo III [2/]	n.e.	n.e.
28. CCC Empalme I (Guaymas II) [2/]	n.e.	n.e.
29. CCC Empalme II (Guaymas III) [2/]	n.e.	n.e.
30. Central Generadora de energía eléctrica Salamanca	n.e.	n.e.
31. Chile Frío	n.e.	n.e.
32. CT Presidente Adolfo López Mateos	n.e.	n.e.

FUENTE: elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por CFE Corporativo, mediante el oficio núm. XL000/0271/2019 del 27 de junio del 2019.

n.e. No especificado.

1/ En la Cuenta Pública 2018 su estado es “varias (cierre y otras)”.

2/ En la Cuenta Pública 2018 su estado es “en construcción”.

CFE Corporativo no acreditó contar con las fechas programadas de inicio de ninguna de las centrales eléctricas en operación ni en construcción, y sólo proporcionó 15 fechas de inicio real de operaciones, todas previas a 2016; sin embargo, no documentó el inicio de operaciones de dichas centrales.

De las 25 centrales en operación, cinco son termoeléctricas (13, 14, 15, 16 y 17) que utilizan combustóleo para la generación de electricidad, y CFE no documentó si ya fueron reconvertidas para utilizar gas natural o sustituidas por una nueva tecnología, por lo que no es posible determinar si en 2018 se abastecieron de los gasoductos.

Asimismo, para 10 de las 25 centrales en operación, la CFE no acreditó la fecha de entrada en operación, por lo que no es posible relacionarlo con la fecha en la que iniciaron operaciones los ductos y así verificar la eficiencia en la planeación.

Por lo que respecta a las centrales que se encuentran en construcción, se verificó que existen tres centrales (CC Centro, Empalme I y Empalme II) que aun cuando el ducto ya estaba en operación, las centrales aún se encontraban en construcción, como se observa en el cuadro siguiente:

GASODUCTOS CON CENTRALES EN CONSTRUCCIÓN

Gasoducto	Estado	Porcentaje de avance alcanzado	Central en construcción	Entrada en operación en el contrato
Tuxpan – Tula	En construcción	86.1%	Chile Frío	En operación *
Tula – Villa de Reyes	En construcción	80.0%	Central Generadora de Energía Eléctrica Salamanca	2017
Morelos	En operación	n.a.	CC Centro	n.d.
Sur de Texas – Tuxpan	En construcción	94.5%	Central Termoeléctrica Presidente Adolfo López Mateos	n.d.
Ramal Empalme	En operación	n.a.	CC Empalme I (Guaymas II) CC Empalme II (Guaymas III)	Noviembre 2017 Abril 2018

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoductos adjudicados por la CFE, y la información proporcionada mediante los oficios núm. XL000/0206/2019 y XL000/0271/2019, del 4 de junio de 2019 y 27 de junio de 2019, respectivamente.

n.a. No aplica.

n.d. No disponible

* CFE indicó que esta central se encontraba en construcción a 2018, por lo que en el análisis se consideró lo proporcionado por CFE.

Lo anterior significa que:

- Si se concluyen los gasoductos antes que las centrales, la CFE deberá pagar un cargo fijo irrecuperable por la reserva de capacidad, ya que no podrá transportar gas mientras no se encuentre concluida la central eléctrica a la cual va dirigido, como es el caso del gasoducto Morelos y Ramal Empalme.

II. Centrales eléctricas en proyecto

Respecto de las 19 centrales eléctricas en proyecto, CFE Corporativo las catalogó como "Proyecto no vigente u oficial en Generación".[26/] No obstante, 7 de las 19 centrales ya habían sido reportadas[27/] con otro estatus: 2 en construcción (Central Generadora de Energía Eléctrica Salamanca y Chile Frío) y 5 en operación (Jorge Luque, CC Mazatlán Unidad 1, CC Mazatlán Unidad 3, CC Chihuahua y TG El Encino).

Debido a las discrepancias identificadas, la ASF consultó en la Cuenta Pública 2018, el "Estado de los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo al 31 de diciembre de 2018", y el "Valor presente neto por proyecto de inversión financiada directa y condicionada" de la Comisión Federal de Electricidad y el Presupuesto de Egresos de la Federación 2019. El análisis se presenta a continuación:

[26/] Se solicitó a CFE Corporativo, mediante la Minuta de Trabajo del 19 de junio de 2019, la evidencia documental que acreditara la fecha programada de inicio de operaciones y si el proyecto continuaba vigente; mediante el oficio núm. XL000/0296/2019 del 2 de julio de 2019, la Comisión proporcionó la información.

[27/] Mediante el oficio núm. XL000/0206/2019 del 4 de junio de 2019.

ESTADO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN PROYECTO A 2018

Central Eléctrica en proyecto	Información oficio XL000/0296/2019	Cuenta Pública 2018			Presupuesto de Egresos de la Federación 2019	Plan de rescate de generación 2019
		Estado del proyecto	Inicio de operación comercial estimada	Término de obligacio-nes		
1. Guadalajara I	Proyecto no vigente u oficial en Generación	Por Licitar sin cambio de alcance	03/06/2021	02/12/2021	Por Licitar sin cambio de alcance	n.d.
2. CC Central I		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
3. CC Norte IV (Lerdo)		Por Licitar sin cambio de alcance	03/12/2018	04/06/2029	Por Licitar sin cambio de alcance	Proyecto prioritario de generación, fecha estimada de entrada en operación abril 2023
4. CC San Luis Potosí		Por Licitar sin cambio de alcance	29/04/2022	28/05/2032	Por Licitar sin cambio de alcance	Proyecto prioritario de generación, fecha estimada de entrada en operación octubre 2022
5. CCC Aguascalientes I		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
6. CCC Aguascalientes II		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
7. Central (Tula)	No proporcionó información	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
8. Central II (Tula)	Proyecto no vigente u oficial en Generación	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
9. Central III (Tula)		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
10. Norte V		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
11. Norte VI		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
12. Repotenciación El Sauz		Terminado totalmente	16/07/2007	28/06/2018	No aplica	n.d.
13. San Luis Potosí I		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
14. San Luis Potosí II		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
15. Tamazunchale II		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
16. Tamazunchale III		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
17. Valle de México II	No proporcionó información	Construcción	01/10/2018	30/10/2028	Construcción	En construcción, fecha estimada de entrada en operación junio 2019
18. Valle de México III	Proyecto no vigente u oficial en Generación	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
19. Villa de Reyes (conversión)	No proporcionó información	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

FUENTE: elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por CFE Corporativo, mediante el oficio núm. XL000/0296/2019 del 2 de julio de 2019 y por la SHCP, "**Estado de los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo al 31 de diciembre de 2018"** y "**Valor presente neto por proyecto de inversión financiada directa y condicionada"**, **Cuenta Pública 2018,** consultados el 28 de junio de 2019 en: https://www.cuentapublica.hacienda.gob.mx/work/models/CP/2018/tomo/VIII/TVV.04.EPIP13.pdf y https://www.cuentapublica.hacienda.gob.mx/work/models/CP/2018/tomo/VIII/TVV.04.VPNPIFDC.pdf.

n.d. No disponible/ no identificadas en la Cuenta Pública.

En el análisis de la información de las 19 centrales, se identificó los siguiente:

- Cinco se reportaron en la Cuenta Pública: 1 se encuentra terminada totalmente (Repotenciación El Sauz), 1 en construcción (Valle de México II) y 3 están por licitarse y sin cambio en el alcance.

- Las 14 centrales restantes, planeadas en los contratos para la prestación de servicio de transporte de gas natural por gasoducto no están proyectadas en ningún documento de planeación de la CFE, ni en la Cuenta Pública 2018, ni en el Presupuesto de Egresos 2019, lo que a su vez implica que los gasoductos se construyeron sin la planeación de las centrales eléctricas a las cuales suministrarían gas natural para la generación de energía, y si los gasoductos entran en operación y no transportan gas natural de acuerdo con lo programado, la CFE al no utilizar su capacidad reservada, deberá pagar cargos fijos los cuales no recuperará en el periodo posterior. [28/]

Como hechos posteriores, se revisó el documento de la CFE, denominado "Programa de rescate de generación 2019", con fecha del 8 de mayo de 2019, en el que se establecieron los avances, en ese año, de la instalación de la generación programada en años anteriores, así como la expansión de la capacidad de generación a 2019, en dicho documento no se identificó ninguna de las 14 centrales planeadas en los contratos para la prestación de servicio de transporte de gas natural por gasoducto.

En respuesta a la reunión de presentación de resultados finales, mediante el oficio núm. XL000/0485/2019 del 8 de octubre de 2019, CFE Corporativo señaló que: "con la finalidad de reestablecer la planeación del sector eléctrico de la CFE, la nueva administración ha instruido al Director de Operación para la formación de un grupo que defina la creación de una nueva infraestructura de generación eléctrica y la CFEnergía será la encargada de contar con la infraestructura para el suministro de gas natural para las centrales de la CFE. Por el momento se iniciará esta infraestructura con la aprobación del Consejo de Administración de cuatro proyectos de generación eléctrica con base a gas natural: CC Salamanca, CC San Luis Potosí, CC San Luis Río Colorado y la CC Mérida IV" (SIC).

No obstante, CFE Corporativo no proporcionó evidencia documental sobre el establecimiento de dicho grupo para definir la creación de nueva infraestructura de generación eléctrica, ni el estatus de la aprobación por parte del Consejo de Administración de los proyectos: CC Salamanca, CC San Luis Potosí, CC San Luis río Colorado y CC Mérida IV, por lo que la observación persiste.

Por su parte la SENER, mediante el oficio núm. 411/1778/2019 del 15 de octubre de 2019 indicó, mediante nota informativa, que: "con el fin de unir esfuerzos entre otros fines para la ejecución de proyectos, se comenzó a realizar reuniones para la coordinación en materia de gas natural y la red de transporte nacional del energético, en donde la SENER lleva a cabo reuniones periódicas (cada 15 días) desde diciembre de 2018 a través del denominado Grupo de Coordinación de Gas Natural. En este grupo se cuenta con la participación de la CFE, CFEnergía, CENACE, Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), CRE, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Pemex Transformación Industrial, Pemex Exploración y Producción y la Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA)" (SIC). Además, proporcionó las minutas de las reuniones de dicho grupo; no obstante, en ninguna de las

28/ El detalle del cargo fijo se encuentra en los resultados de "Características de los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural" y "Tarifas pagadas a los transportistas y rentabilidad de los gasoductos por la comercialización de gas natural"

minutas se identificaron aspectos relacionados con la planeación y operación de la estrategia de transporte y suministro de gas natural de CFE, y las centrales eléctricas, por lo que la observación persiste.

Adicionalmente, la Dirección General de Auditoría de Desempeño al Desarrollo Económico emitió los oficios núms. DGADDE/474/2019 y DGADDE/475/2019 del 15 de octubre de 2019, para comunicar, a la Auditoría Interna de la CFE y al Órgano Interno de Control de la SENER, los hallazgos que pudieran ser constitutivos de responsabilidades administrativas, ya que 14 centrales eléctricas, planeadas en los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural no están proyectadas en ningún documento de planeación.

2018-6-90UJB-07-0502-07-001 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo y la Secretaría de Energía, formulen un diagnóstico de la situación actual y, con base en dicho documento, definan de manera urgente, un plan que dirija la estrategia de expansión de la red de gasoductos y de las centrales eléctricas, en donde se incluyan objetivos, metas, prioridades, tiempos de ejecución, asignación de responsables y coordinación de acciones, a fin de que la prestación del servicio de transporte y suministro de gas natural se realice con la mayor eficiencia, eficacia, economía y calidad y se reduzca el riesgo de pagar el servicio de transporte de gas natural sin ser utilizado, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 3 de la Ley de Planeación; 12 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 5, fracciones XXIII y XXV, 11, fracción XV y 12, fracción IX del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2. Normativa que reguló el proceso licitatorio para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural

a) Normativa para el proceso licitatorio antes de la Reforma Energética

La CFE informó que para la licitación de la prestación del servicio de transporte de gas natural no aplicó la Ley de Adquisiciones, Arrendamiento y Servicios del Sector Público (LAASSP), porque el transporte de gas estuvo regulado por la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional y el Reglamento de Gas Natural, de acuerdo con la consulta que se realizó a la Secretaría de la Función Pública (SFP).

Al respecto, la ASF verificó que el artículo 3, fracción IX, de la Ley de Adquisiciones, Arrendamiento y Servicios del Sector Público, establece que: “entre las adquisiciones, arrendamientos y servicios quedan comprendidas: En general los servicios de cualquier naturaleza cuya prestación genere una obligación de pago para las dependencias y entidades, salvo que la contratación se encuentre regulada en forma específica por otras disposiciones legales. Corresponde a la Secretaría de la Función Pública, a solicitud de la dependencia o entidad de que se trate, determinar si un servicio se encuentra en la hipótesis de esta fracción”.

Al respecto, la CFE proporcionó el oficio núm. 1649 del 12 de noviembre de 2010, mediante el cual la CFE solicitó a la Secretaría de la Función Pública (SFP) que confirmara el criterio de no aplicación de la LAASSP emitido en el oficio núm. UNAOPSPF/309/AD/0.-842/97 del 28 de agosto de 1997. El fundamento aludido, en 1997, por la entonces Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo (SECODAM) fue el siguiente:

OFICIO POR MEDIO DEL CUAL LA SECODAM INFORMA LA NO APLICACIÓN DE LA LEY DE ADQUISICIONES Y OBRA PÚBLICA EN LA CONTRATACIÓN DE LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

UNAOPSPF/309/AD/0.-842/97 del 28 de agosto de 1997
• De acuerdo con el artículo 3, de la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas, se prevé que se sujetarán a la misma, los servicios de cualquier naturaleza, cuya prestación genere una obligación de pago para las dependencias y entidades que no se encuentren regulados en forma específica por otras disposiciones legales.
• En el artículo 4 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, se establece que el almacenamiento y distribución de gas podrán ser llevados a cabo por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.
• Dado que la contratación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas se encuentran regulados por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, se consideró que dichas operaciones no se encuentran sujetas a las disposiciones de la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas, de conformidad con lo dispuesto en su artículo 3, fracción VI.
• La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo no establece los procedimientos de adjudicación de los contratos para la prestación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, la SECODAM considera que, por analogía, el Órgano de Gobierno de la entidad fije las políticas, bases y programas generales que regulen dichos contratos, atento a lo previsto en el artículo 58, fracción VII, de la Ley Federal de Entidades Paraestatales.

FUENTE: elaborado por la ASF con base en el oficio núm. UNAOPSPF/309/AD/0.-842/97 del 28 de agosto de 1997, proporcionado por la CFE mediante el oficio núm. XL000/0163/2019 del 6 de mayo de 2019.

Asimismo, con la revisión del oficio núm. UNCP/309/NC0-0979/2010 del 18 de noviembre de 2010 enviado por la SFP a CFE, se comprobó lo siguiente:

- La SFP determinó que la contratación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas está regulada por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, por lo cual no se está sujeta a las disposiciones de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

- La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo no establece procedimientos de adjudicación de contratos para la prestación de servicios; no obstante, el Órgano de Gobierno de PEMEX fue, en su momento, el encargado de establecer las políticas, bases y programas para regular dichos contratos, posteriormente, esta atribución recae en el Órgano de Gobierno de CFE.

  Cabe señalar que para las licitaciones que desarrolló la CFE, no se acreditaron las políticas, bases o programas específicos para regular dichos procesos.

La ASF analizó las convocatorias de los procesos de licitación previos a la Reforma Energética de 2013, e identificó que lo señalado por la SECODAM, respecto de la no aplicación de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, sólo aplicó para los proyectos licitados por la CFE a partir de 2010, ya que la consulta a la SFP se realizó para el proceso licitatorio de los gasoductos: Morelos, Tamazunchale-El Sauz y Corredor Chihuahua realizados en 2011, por lo que los tres procesos desarrollados entre 1997 y 2010 no estuvieron exentos de fundamentarse en la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas.

La normativa que fundamentó las licitaciones de 1997 a 2010 fue la siguiente:

NORMATIVA QUE FUNDAMENTÓ LAS LICITACIONES DE 1997 A 2010

Gasoducto	Fecha de publicación de la convocatoria	Normativa que regula el proceso licitatorio
Mayakán	n.d.	• Ley de Adquisiciones y Obras Públicas.
Naranjos-Tamazunchale	08 febrero 2005	• Artículo 28, fracción II, de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público. • Reglamento de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
Manzanillo-Guadalajara	14 octubre de 2008	• Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo • Ley Orgánica de la CREA • Reglamento de Gas Natural • Supletoriamente la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público. • Reglamento de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las convocatorias de los gasoductos "Naranjos-Tamazunchale" y "Manzanillo-Guadalajara" proporcionadas por la CFE mediante el oficio núm. XL000/0429/2019 del 04 de septiembre de 2019, y el contrato de transporte de servicio de gas natural núm. 979002 del 09 de abril de 1997, entre CFE y Energía Mayakán para el gasoducto Mayakán, proporcionado por la CFE mediante el oficio núm. XL000/0190/2019 del 24 de mayo de 2019.

Con el análisis de la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas, y la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, se constató que:

- La regulación de la licitación para el gasoducto Mayakán no incluyó la obligación de que se realizara un análisis costo beneficio, estudios de factibilidad, ni la figura de un testigo social.

- Respecto de los gasoductos Naranjos-Tamazunchale y Manzanillo-Guadalajara, tampoco se incluyó la obligación de realizar el estudio de costo beneficio, ni la inclusión de un testigo social al proceso de licitación, sólo se estableció que "las dependencias y entidades, previamente al arrendamiento de bienes muebles, deberán realizar los estudios de factibilidad".[29/]

Dado que la CFE consultó a la SFP y la respuesta de ésta fue no aplicar la LAASSP, los 10 proyectos posteriores a 2009, se regularon con la normativa siguiente:

29/ Artículo 12 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, publicada en el DOF el 04 de enero del 2000, última reforma 23 de marzo de 2009. Cabe mencionar que la obligatoriedad de realizar un estudio de costo beneficio e incluir un testigo social al proceso de licitación fue a partir de la reforma a la LAASSP del 28 de mayo de 2009, fecha posterior a la publicación de la convocatoria y firma de los contratos de dichos gasoductos.

NORMATIVA DEL PROCESO LICITATORIO ANTES DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Convocatoria para la prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto	Fecha de publicación de la convocatoria	Normativa que regula el proceso licitatorio
1. Corredor Chihuahua (Samalayuca-El Encino)	28 de junio de 2011	• Artículo 9, fracciones VII y VIII de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. • Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. • Reglamento de Gas Natural.
2. Gasoducto Morelos	16 de junio de 2011	
3. Gasoducto Tamazunchale-El Sauz	07 de julio de 2011	
4. Gasoducto El Encino-Topolobampo	22 de mayo de 2012	
5. Gasoducto Guaymas-El Oro	22 de mayo de 2012	
6. Gasoducto El Oro-Mazatlán	22 de mayo de 2012	
7. Gasoducto Sásabe-Guaymas	22 de mayo de 2012	
8. Gasoducto Ojinaga-El Encino	24 de junio de 2014	• Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. • Reglamento de Gas Natural.
9. Gasoducto El Encino-La Laguna	24 de julio de 2014	
10. Gasoducto en el Ramal Tula	24 de julio de 2014	

Fuente: elaborado por la ASF con base en las Convocatorias de los gasoductos, proporcionadas por la CFE mediante los oficios núm. XL000/0166/2019 y XL000/0179/2019 del 8 y 17 de mayo de 2019, respectivamente.

Nota 1: las fechas de publicación de la convocatoria se obtuvieron de la copia de las convocatorias proporcionadas por la CFE mediante los oficios núm. XL000/0166/2019 y XL000/0179/2019 del 8 y 17 de mayo de 2019, respectivamente.

El análisis de la normativa se presenta enseguida:

NORMATIVA QUE REGULÓ EL PROCESO LICITATORIO DE LOS GASODUCTOS ANTES DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Normativa	Artículo	Contenido	¿Reguló el proceso?
Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	9, fracciones VII y VIII	La Comisión Federal de Electricidad tiene por objeto: (…) VII. Celebrar convenios o contratos con los Gobiernos de las Entidades Federativas y de los Municipios o con entidades públicas y privadas o personas físicas, para la realización de actos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica; VIII. Efectuar las operaciones, realizar los actos y celebrar los contratos que sean necesarios para el cumplimiento de su objeto.	No
Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo.	4	El transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.	No
	13	Los interesados en obtener los permisos de transporte, deberán presentar solicitud a la Secretaría de Energía que contendrá: el nombre y domicilio del solicitante, los servicios que desea prestar, las especificaciones técnicas del proyecto, los programas y compromisos de inversión y, en su caso, la documentación que acredite su capacidad financiera.	No
	14, fracción I, inciso c	La regulación de las actividades a que se refiere el artículo 4, segundo párrafo (transporte, almacenamiento y distribución de gas) y de ventas de primera mano de gas tendrá por objeto asegurar su suministro eficiente y comprenderá: I. Los términos y condiciones para: (..) c) La prestación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución (..)	No
Reglamento de Gas Natural	14	La realización de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución requerirá de permiso previo otorgado por la Comisión en los términos de este Reglamento.	No

FUENTE: elaborado por la ASF con base en el Reglamento de Gas Natural publicado en el DOF el 8 de noviembre de 1995, abrogado el 11 de agosto de 2014, y la Ley Reglamentaria del Artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, publicada en el DOF el 29 de noviembre de 1958, última reforma publicada el 28 de noviembre de 2008, abrogada el 11 de agosto de 2014.

Del análisis de esta normativa, incluida en el apartado de fundamentación de las diez convocatorias, se concluyó que ésta no reguló específicamente los procesos licitatorios lo que implicó que la CFE no dispusiera de un marco normativo que garantizara la aplicación de las mejores prácticas en la materia. Esto significó que los procesos licitatorios, desarrollados por la CFE, no tuvieran la obligación de contar con la presencia de un testigo social[30/] en el proceso como garante de la transparencia y la imparcialidad; de realizar análisis de factibilidad que garantizaran la rentabilidad del proyecto, así como el que los licitantes presentaran una declaración de integridad, en la que señalaran que se abstendrían de adoptar conductas, para que los servidores públicos de la dependencia o entidad, indujeran o alteraran las evaluaciones de las propuestas, el resultado del procedimiento, u otros aspectos que otorguen condiciones más ventajosas en relación con los demás participantes.

b) Normativa para el proceso licitatorio después de la Reforma Energética

La ASF revisó las 11 convocatorias que se publicaron después de la Reforma Energética, a fin de verificar la normativa utilizada en el proceso licitatorio, como se muestra a continuación:

NORMATIVA DEL PROCESO LICITATORIO DESPUÉS DE LA REFORMA ENERGÉTICA

Gasoducto	Fecha de publicación de la convocatoria	Normativa que regula el proceso licitatorio	¿Debieron regularse por las Disposiciones generales de la CFE?
1. Gasoducto en el Ramal Villa de Reyes	11 de noviembre de 2014	▪ Artículo 134 de la CPEUM. ▪ Ley de Hidrocarburos y sus Reglamentos. ▪ Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Capítulo Tercero y Artículo Décimo Cuarto Transitorio). ▪ Reglamento de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.	No, porque se licitaron antes de su publicación.
2. Gasoducto San Isidro-Samalayuca	04 de diciembre de 2014		
3. Gasoducto Tuxpan-Tula	27 de febrero de 2015	▪ Artículo 134 de la CPEUM. ▪ Ley de Hidrocarburos, artículos 2, fracción III; 44 fracción XVII y XXXVIII, 48, 50, 51, 52, 60, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 90, 123, y demás relativos y aplicables. ▪ Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. ▪ Reglamento de las actividades a que se refiere el artículo tercero de la Ley de Hidrocarburos. ▪ Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Capítulo tercero y artículo décimo cuarto transitorio). ▪ Reglamento de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.	
4. Gasoducto Samalayuca-Sásabe	31 de marzo de 2015		
5. Gasoducto Tula-Villa de Reyes	05 de agosto de 2015		Sí, ya que se licitaron después de las disposiciones publicadas el 23 de junio de 2015.
6. Gasoducto Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	10 de agosto de 2015		
7. Gasoducto La Laguna-Aguascalientes	18 de septiembre de 2015	▪ Artículo 134 de la CPEUM.	

30/ Cabe señalar que, después de la Reforma Energética, la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, en el artículo 78, fracción III, indica que el Consejo de Administración establecerá los casos en que podrán participar testigos sociales, así como los mecanismos y requisitos para su designación.

Gasoducto	Fecha de publicación de la convocatoria	Normativa que regula el proceso licitatorio	¿Debieron regularse por las Disposiciones generales de la CFE?
8. Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan (Marino)	07 de octubre de 2015	▪ Ley de Hidrocarburos, artículos 2, fracción III; 44 fracción XVII y XXXVIII, 48, 50, 51, 52, 60, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 90, 123, y demás relativos y aplicables. ▪ Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. ▪ Reglamento de las actividades a que se refiere el artículo tercero de la Ley de Hidrocarburos. ▪ Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Capítulo tercero y artículo décimo cuarto transitorio). ▪ Reglamento de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.	
9. Gasoducto en el Ramal Empalme	23 de octubre de 2015		
10. Gasoducto en el Ramal Hermosillo	10 de marzo de 2016		
11. Gasoducto en el Ramal Topolobampo	15 de agosto de 2017		Sí, ya que se licitó después de las disposiciones publicadas el 30 de diciembre de 2016.

FUENTE: elaborado por la ASF con base en las Convocatorias de los gasoductos, proporcionadas por la CFE mediante los oficios núm. XL000/0166/2019 y XL000/0179/2019 del 8 y 17 de mayo de 2019, respectivamente.

Nota 1: las fechas de publicación de la convocatoria se obtuvieron de la copia de las convocatorias proporcionadas por la CFE mediante los oficios núm. XL000/0166/2019 y XL000/0179/2019 del 8 y 17 de mayo de 2019, respectivamente.

Del análisis de esta normativa, se concluyó que ésta no incluyó una regulación específica de los procesos licitatorios para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto, lo que implicó que las licitaciones no se realizaran bajo un marco normativo que incluyera la aplicación de las mejores prácticas en la materia.

No obstante, el 23 de junio de 2015 se publicaron las "Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias", las cuales fueron modificadas por el Consejo de Administración y se publicaron otra vez en el DOF, el 30 de diciembre de 2016,[31/] lo que significó que de los 11 gasoductos licitados después de la Reforma Energética, 7 gasoductos (Tula-Villa de Reyes, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, La Laguna-Aguascalientes, Sur de Texas-Tuxpan, Ramal Empalme, Ramal Hermosillo y Ramal Topolobampo) debieron haberse licitado con base en las Disposiciones Generales publicadas en 2015.

Dichas disposiciones indican que, para la valoración de las ofertas, en el proceso licitatorio, la CFE deberá utilizar alguno de los criterios siguientes: "Evaluación por Costo-Beneficio, Evaluación por Costo del Ciclo

[31/] En las disposiciones generales publicadas el 30 de diciembre de 2016, se indica que el 15 de diciembre de ese mismo año, el Consejo de Administración aprobó las modificaciones a las disposiciones publicadas en 2015, ya que se consideró que éstas podrían mejorarse o reforzarse para contar con una regulación que permita a las áreas mayor eficiencia y mejores resultados, asegurando las mejores condiciones para la CFE.

de Vida, Evaluación por Precio, o Evaluación por Puntos".[32/] Asimismo, se señala que en los concursos abiertos cuyo monto rebase el Umbral[33/] o cuando lo determine el Consejo Consultivo:[34/] "Los Testigos Sociales participarán en los procedimientos de Contratación, desde la publicación de la convocatoria hasta el momento del fallo, con voz y emitirán un testimonio final que incluirá sus observaciones y en su caso recomendaciones, mismo que se integrará al expediente respectivo".[35/]Sin embargo, ninguno de estos requisitos se asumieron como obligatorios en los últimos 7 procesos licitatorios, contrario a las propias Disposiciones Generales.

En suma, la normativa en la que se fundamentaron las licitaciones realizadas por la CFE, antes y después de la Reforma Energética, no fue suficiente, ni adecuada para garantizar que los recursos económicos se administraran con eficiencia, eficacia, economía, transparencia y honradez, y con ello asegurar al Estado las mejores condiciones posibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes, como se señala en el artículo 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Con motivo de la intervención de la ASF y en respuesta a la reunión de presentación de resultados finales, mediante el oficio núm. XL000/0509/2019 del 15 de octubre de 2019, CFE Corporativo acreditó que instruyó las acciones de control necesarias para que los futuros procesos licitatorios en materia de contratación de servicio de transporte de gas natural por ducto se realicen con base en las Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias:

- La Gerencia de Abastecimientos, con el oficio núm. 1128 del 14 de octubre de 2019, le instruye a la Subgerencia de Adquisiciones para que: "cuando lleve a cabo procesos licitatorios a petición del área requirente por concepto de servicio de transporte de gas natural por ducto, se realicen con apego en las "Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos,

---

32/ Comisión Federal de Electricidad, **Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias,** DOF 30/12/2016 (En las disposiciones generales emitidas el 23 de junio de 2015 no se consideró la evaluación por costo del ciclo de vida). De acuerdo con dichas disposiciones, la evaluación costo beneficio considera los costos asociados a los bienes servicios, obras o servicios relacionados como son, entre otros, mantenimiento, operación, consumibles y rendimiento, sujetos a un factor de temporalidad o volumen de consumo, capacidades y eficiencias que permiten identificar la oferta más conveniente para la empresa contratante. La evaluación por costo de ciclo de vida se refiere al criterio mediante el cual se realiza un examen técnico, económico a cargo de la Empresa Contratante que permita seleccionar entre las diferentes ofertas presentadas, aquella que represente el menor costo o mayor utilidad, a valor presente, durante el tiempo de ejecución y operación de la obra o servicios relacionados, estimando que las distintas ofertas pueden diferir en cuanto a su costo de construcción, reinversiones, diseño, mantenimiento, conservación, operación, insumos especiales, valor residual, y/o vida útil. La evaluación por precio es el criterio mediante el cual se adjudica el contrato al Concursante que oferte el precio más bajo y cumpla con todas las condiciones técnicas y económicas de calificación. La evaluación por puntos son los criterios ponderados para determinar qué oferta presenta la mejor combinación de calidad, experiencia, especialidad y precio, entre otros.

33/ El umbral es el equivalente en moneda nacional a veinte millones de dólares, tratándose de bienes y servicios, incluidos los servicios relacionados, o el equivalente en moneda nacional a cuarenta millones de dólares, tratándose de obras. Cfr. Comisión Federal de Electricidad, **Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias,** DOF (30-12-2016).

34/ El Consejo Consultivo es el órgano colegiado de consulta y decisión en materia de contratación de bienes, servicios, obras y servicios relacionados, **Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias,** DOF (30-12-2016).

35/ En las disposiciones publicadas el 23 de junio de 2015, la figura de testigo social se solicitaba con independencia del monto de la contratación.

contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias".

- La Sugerencia de Adquisiciones, con el oficio núm. 661 del 14 de octubre de 2019, le instruye al Departamento de Concursos que lleve a cabo lo instruido por la Gerencia de Abastecimientos en el oficio núm. 1128 en los futuros procesos licitatorios para la prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto.

Con base en lo anterior, se solventa lo observado.

Adicionalmente, la Dirección General de Auditoría de Desempeño al Desarrollo Económico emitió el oficio núm. DGADDE/474/2019 del 15 de octubre de 2019, para comunicar, a la Auditoría Interna de la CFE, los hallazgos que pudieran ser constitutivos de responsabilidades administrativas, ya que 7 procesos licitatorios de los gasoductos Tula-Villa de Reyes, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, La Laguna-Aguascalientes, Sur de Texas-Tuxpan, Ramal Empalme, Ramal Hermosillo y Ramal Topolobampo; realizados después de la Reforma Energética, no se fundaron y motivaron en las "Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias", emitidas por CFE el 23 de junio de 2015, aun cuando la publicación de las convocatorias fue posterior a la emisión de dichas disposiciones.

3. Autorización de la Junta de Gobierno y poderes notariales de los representantes de la CFE en la formalización de los contratos del servicio de transporte de gas natural.

a) Autorización de los contratos[36/]

Antes de la Reforma Energética, la Comisión Federal de Electricidad estuvo regida por una Junta de Gobierno, quien tenía entre sus funciones la de velar por el cumplimiento de las disposiciones legales que regulaban a la CFE.[37/]

Los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural, después de la Reforma Energética, fueron aprobados por la Junta de Gobierno de la CFE (la última autorización fue el 27 de junio de 2014).[38/]La Ley de la Comisión Federal de Electricidad, a partir de la cual se constituyó el Consejo de Administración, entró en vigor el 12 de agosto de 2014, casi dos meses después de la última aprobación.[39/]

36/ El fundamento de la aprobación de contratos por parte de la Junta de Gobierno se da en términos de la autorización de obligaciones plurianuales de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, en la que se establece que los ejecutores de gasto podrán celebrar contratos plurianuales de obras públicas, adquisiciones, y arrendamientos o servicios durante el ejercicio fiscal, así como el artículo 148 de su reglamento, en el que se señala que las entidades que pretendan celebrar contratos plurianuales se sujetaran a la autorización de su titular, de conformidad con las disposiciones que al efecto aprueben sus respectivos órganos de gobierno.

37/ Atribución señalada en el artículo 12, fracción XI de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

38/ El octavo transitorio de Ley de la Comisión Federal de Electricidad señala que: "los contratos, convenios, poderes, mandatos, y en general los actos jurídicos, las representaciones otorgadas y las facultades concedidas con anterioridad a la entrada en vigor de la ley, que se encontraban vigentes, subsistieron en los términos pactados".

39/ De acuerdo con el artículo 12 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el Consejo de Administración es el órgano supremo de administración de la Comisión Federal de Electricidad.

De los 24 contratos formalizados para la prestación de servicios de transporte de gas natural, su autorización se presenta a continuación:

- La CFE acreditó que la Junta de Gobierno emitió la autorización de los proyectos que ampararon 21 contratos. No obstante, no se acreditó que su autorización se fundamentó en un análisis detallado de la rentabilidad de cada uno de los proyectos. Tal como lo manifestaron los Consejeros Independientes en la Sexta Sesión Ordinaria del Consejo de Administración del 9 de julio de 2015: "es preciso que después de esa aprobación en general se evalúe cada proyecto de manera individual, que se tenga un mapa claro y comprensivo de los proyectos, de cada una de sus etapas, (como hemos insistido anteriormente se trata de tener una cartera de proyectos) para que el Comité de Estrategias e Inversiones y el propio Consejo de Administración evalúen la pertinencia de todos y cada uno de los proyectos".

- La Secretaría de Hacienda y Crédito Público proporcionó el oficio núm. 312.A.E.-631 del 26 de mayo de 2005,[40/] con el cual emitió la autorización gubernamental del contrato núm. SES-LPI-002-05 (gasoducto Naranjos-Tamazunchale), en virtud de que la CFE señaló que no contaba con este oficio.

- De los 2 contratos restantes, el detalle se presenta a continuación:

  - En el contrato número 800419676 "Gasoducto para las centrales termoeléctricas en Manzanillo, Colima y Guadalajara", no se dispuso de la autorización de la Junta de Gobierno número 73/2008, del 1 de julio de 2008.

  - En el contrato número 979002/1997, del "Gasoducto para las centrales de generación del sureste de México (Mayakán)", de 2009, no se especificó el acuerdo mediante el cual se autorizó su realización.

  Respecto de estos dos contratos, la CFE señaló que, jurídicamente, no es posible atender la petición de información en virtud de que tanto la extinta Junta de Gobierno de la CFE como su Consejo de Administración vigente, no tienen competencia para emitir algún pronunciamiento sobre la celebración de contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural.[41/]

  No obstante, en el contrato núm. 800419676 del "Gasoducto para las centrales termoeléctricas en Manzanillo, Colima y Guadalajara", se señala que éste, fue autorizado por la Junta de Gobierno mediante el acuerdo número 73/2008, del 1 de julio de 2008. Además, la Junta de Gobierno autorizó 21 contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural, por lo que el argumento de CFE resulta inválido.

[40/] Proporcionado con el oficio núm. 53-A-2.-653 del 13 de junio de 2019.

[41/] Señalado mediante el oficio núm. XL000/0429/2019 del 4 de septiembre de 2019.

b) Poderes notariales otorgados a los servidores públicos de la CFE

Para comprobar que los servidores públicos que comparecieron en la formalización de los contratos, contaron con las facultades legales otorgadas en los poderes notariales para representar a la CFE, se efectuó la revisión de las copias de los poderes notariales, cotejándolos con los registros señalados en los contratos.

Con la revisión de las copias de las escrituras expedidas por las notarías, se constató que en 22 contratos, los servidores públicos que intervinieron en su formalización contaron con los poderes notariales[42/] para ejercer las facultades legales que les fueron conferidas y representar a la CFE,[43/] sin que existiera algún otro medio legalmente autorizado.

Asimismo, en los dos contratos restantes (979002 y SES-LPI-002-05), la CFE, mediante los oficios núms. XL000/0315/2019 del 9 de julio y XL000/0429/2019 del 4 de septiembre de 2019, entregó 4 copias emitidas por la Consejería Jurídica y de Servicios Legales del Registro Público de la Propiedad y de Comercio, las cuales indican el número de escritura y de la notaría; nombres de los notarios que gestionaron el poder; nombres de los que comparecieron y, de manera enunciativa, la fecha y las facultades otorgadas a nombre de los servidores públicos que faltaban.

Sin embargo, se identificaron inconsistencias en el registro de fechas y cargos de los servidores públicos, entre lo señalado en los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural y las escrituras notariales, como se señala a continuación:

42/ Los poderes otorgados fueron: poder general para pleitos y cobranzas, poder general para actos de administración, poder general para actos de administración en materia laboral, poder especial para actos de administración y/o de dominio; de administración y suscripción de cheques.

43/ Los poderes notariales señalaron de manera expresa las facultades legales que les fueron conferidas cada uno de los servidores públicos indicados en los contratos, por lo que no se otorgaron por otro medio legalmente autorizado.

CUADRO DE INCONSISTENCIAS EN EL REGISTRO DE FECHAS Y CARGOS DE LOS SERVIDORES PÚBLICOS

Núm de contrato	Registros de los contratos	Escritura núm.	Escrituras notariales
SE-DM-OJEN-001-2014 SE-DM-ENLA-003-2014	20 de junio de 2014	52,644	16 de junio de 2014
SE-DM-SISA-001-2015	18 de marzo de 2014	2,143	14 de marzo de 2014
SE-DM-RVRE-002-2015 SE-DM-SAMSA-003-2015 SE-DM-TUVR-003-2016	20 de junio de 2014	52,644	16 de junio de 2014
SE-DM-TXTU-004-2015	20 de noviembre de 2015	14,279	18 de noviembre de 2015
SE-DM-LAAG-001-2016 SE-DM-VRAG-002-2016 SE-DM-RAEM-004-2016	20 de junio de 2014	52,644	16 de junio de 2014
SE-DM-STTX-005-2016 SE-DM-RAHE-006-2016	20 de junio de 2014	52,644	16 de junio de 2014
800836170	Subdirector de Estrategia y Desarrollo de Negocio	36,543	Subdirector de Desarrollo de Proyectos
	Subdirector de Ingeniería y Administración de la Construcción	13,075	Subdirector de Proyectos y Construcción
	Subdirector de Negocios No Regulados	12,466	Subdirector de Generación

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los oficios núms. XL000/0136/2019 del 11 de abril de 2019 y XL000/0214/2019 del 7 de junio de 2019, proporcionado en atención al oficio núm. DGADDE/071/2019 del 19 de marzo de 2019.

Con la revisión de los contratos y de las copias de las escrituras notariales núms. 52,644, 2,143 y 14,279 se identificaron diferencias en las fechas señaladas en éstas y en las fechas de los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural, y en las copias notariales núm. 36,543, 13,075 y 12,446, fueron en los cargos de los servidores públicos señalados en los contratos; sin que la CFE acreditara las causas de dichas diferencias.

Adicionalmente, la Dirección General de Auditoría de Desempeño al Desarrollo Económico emitió el oficio núm. DGADDE/474/2019 del 15 de octubre de 2019, para comunicar, a la Auditoría Interna de la CFE, los hallazgos que pudieran ser constitutivos de responsabilidades administrativas, ya que hubo inconsistencias en a) las copias de las escrituras notariales núms. 52,644, 2143 y 14,279, en cuanto en las fechas señaladas en éstas y en las fechas establecidas, de las escrituras notariales, en los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural, y b) en las copias notariales núms. 36,543, 13,075 y 12,44, en los cargos de los servidores públicos señalados en dichos contratos.

2018-6-90UJB-07-0502-07-002 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo instrumente mecanismos de control para que a) la documentación relacionada con las autorizaciones de los proyectos de prestación de servicios de transporte de gas natural sea completa, oportuna, accesible, pertinente y de calidad, y b) los registros de las fechas y cargos de los servidores públicos señalados en los contratos y las escrituras notariales se encuentren debidamente fundados y motivados, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 157, de la Ley de la Industria Eléctrica; 3, fracción V, de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades

Administrativas, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

4. Análisis costo beneficio de los proyectos para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto

a) No aplicación de los análisis costo beneficio para los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural

Con el oficio núm. XL000/0163/2019 del 6 de mayo de 2019, la CFE señaló que: "Los gasoductos conforme a una consulta que se hizo a la Secretaría de la Función Pública, y que la misma Dirección de Administración de la CFE llegó a la conclusión de que no le aplica la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP), por estar regulados por la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional y el Reglamento de Gas Natural, por esta razón no fueron requeridos los estudios costo-beneficio de los gasoductos para su publicación." Con base en ello, la CFE indicó que no estuvo obligada a realizar análisis costo beneficio para los proyectos de prestación de servicio de transporte de gas natural por ducto contratados.

Sin embargo, con la revisión de los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural de los gasoductos "Naranjos-Tamazunchale" (2005-2008), y "Manzanillo-Guadalajara", se identificó que éstos se fundamentaron en la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP) y sus reglamentos,[44/] por lo que si bien, la CFE no estaba obligada a realizar el análisis costo beneficio, sí debía haber elaborado el estudio de factibilidad; sin embargo, la CFE no dispuso de ese documento para ambos gasoductos; y no explicó las causas de ello.

b) 14 análisis costo beneficio realizados para la prestación de servicios de transporte de gas natural por ducto[45/]

Después de 2010, a pesar de que la CFE no contó con una regulación en la que se estableciera la obligación de realizar el análisis costo beneficio de los proyectos para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto, para 14 proyectos utilizó esta metodología.[46/]

Cabe señalar que, el 23 de junio de 2015, se publicaron las "Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias", en las que se indicó que para la valoración de las ofertas, en el proceso licitatorio, la CFE deberá utilizar alguno de los criterios siguientes: "Evaluación por

[44/] Lo cual se detalla en el resultado "Normativa que regula el proceso licitatorio para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural".

[45/] Los gasoductos son los siguientes: Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara; La Laguna Aguascalientes; Tula-Villa Reyes; Ramal Empalme; Sur de Texas-Tuxpan; Ramal Hermosillo; Ramal Villa de Reyes; San Isidro-Samalayuca; Samalayuca-Sásabe; Tuxpan-Tula; Ramal Tula; El Encino-La Laguna; Ojinaga-El Encino, y Ramal Topolobampo.

[46/] Lo cual se detalla en el resultado "Normativa que regula el proceso licitatorio para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural".

Costo-Beneficio, Evaluación por Costo del Ciclo de Vida, Evaluación por Precio, o Evaluación por Puntos".[47/] Al respecto, 7 gasoductos (Tula-Villa de Reyes, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, La Laguna-Aguascalientes, Sur de Texas-Tuxpan, Ramal Empalme, Ramal Hermosillo y Ramal Topolobampo), cuyas convocatorias se emitieron entre el 5 de agosto de 2015 y el 15 de agosto de 2017, debieron realizarse bajo la regulación de dichas disposiciones; sin embargo, en las convocatorias no se especificó que dichas licitaciones estaban reguladas por las disposiciones emitidas por la propia CFE. A pesar de ello, realizaron un análisis costo beneficio de los 7 gasoductos mencionados.

Para evaluar los análisis costo beneficio realizados por la CFE, se tomaron, como referencia de prácticas comunes, los requisitos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), así como la Guía del Análisis Costo Beneficio de Proyectos de Inversión, Herramienta de Evaluación Económica de Política de Cohesión 2014-2020, de la Comisión Europea.

Con la revisión de los 14 análisis costo-beneficio, se determinó que cumplieron parcialmente el conjunto de requisitos establecidos en los lineamientos de la SHCP, ya que incluyeron la situación actual del programa o proyecto de inversión; la situación sin el programa o proyecto de inversión; la situación con el programa o proyecto de inversión; la evaluación del programa o proyecto de inversión, y las conclusiones y recomendaciones. Sin embargo, no incluyeron el resumen ejecutivo en el cual se presenta de forma general lo que se abordará en los otros apartados; ni los principales riesgos asociados a la ejecución y operación, lo cual puede incidir en el desconocimiento y, por tanto, en la falta de medidas para tratar los riesgos que puedan afectar la ejecución y operación de los proyectos de contratación de prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto.

Asimismo, con el comparativo de los requisitos definidos en la guía emitida por la Comisión Europea se constató que, en términos generales, no cumplieron con lo establecido en dicha guía, ya que no incluyeron la descripción del contexto; la definición de objetivos; la identificación del proyecto; la viabilidad técnica y sostenibilidad ambiental, ni la evaluación de riesgos. Asimismo, sólo para uno se realizó el análisis financiero y para 10 el análisis económico.

En suma, si bien la CFE comprobó que evaluó la viabilidad técnico-económica de 14 de los 24 gasoductos que licitó para la prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto, éstos no cumplieron con todos los requisitos establecidos por la SHCP y por la Comisión Europea para este tipo de análisis, principalmente por la carencia de la identificación de los riesgos asociados a la ejecución y operación de los proyectos, por lo que la utilidad de esta herramienta, para determinar la viabilidad de la inversión fue limitada.

En respuesta a la reunión de presentación de resultados finales, mediante el oficio núm. XL000/0509/2019 del 15 de octubre de 2019, CFE Corporativo señaló que: "los servicios de transporte de gas natural no tendrían ningún sentido si no están asociados a ninguna central de generación eléctrica cuyo combustible base es el gas natural (…). Para que la SHCP apruebe un proyecto de generación eléctrica bajo el concepto de PIDIREGAS, se tiene que realizar un estudio denominado Análisis Costo Beneficio (ACB). Con base a esta información se evalúa la rentabilidad del proyecto y de cumplir con los criterios de la SHCP para la

47/ Por medio del oficio núm. XL000/0136/2019 del 11 de abril, la CFE proporcionó la copia de 14 análisis costo beneficio de los proyectos para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto.

evaluación de éste tipo de proyectos, se aprueba y se ingresa al Presupuesto de Egresos de la Federación (…). La capacidad del ducto y sus características físicas (material y diámetro) depende del número de centrales de generación eléctrica asociadas a este ducto y la distancia depende de la fuente de suministro". Sin embargo, CFE no proporcionó los análisis costo beneficio de las 51 centrales eléctricas asociadas a los 23 gasoductos licitados.

No obstante, en la disposición número 1 de las Disposiciones generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias, se indica que la CFE y sus EPS deberán sujetarse a los establecido en dichas disposiciones: "en todos sus procedimientos de contratación de bienes, servicios, obras y servicios relacionados que desarrollen en territorio nacional"[48/]. Además, en la disposición 37 se señala que: "Para la valoración de las ofertas, la Empresa Contratante[49/] deberá utilizar el criterio indicado en el Pliego de Requisitos, que podrá ser alguno de los siguientes: Evaluación por Costo-Beneficio, Evaluación por Costo del Ciclo de Vida, Evaluación por Precio, o Evaluación por Puntos".[50/] Por lo que para la contratación del servicio de transporte de gas natural por ducto se requiere contar con uno de los criterios antes señalados.

Cabe mencionar que, la Gerencia de Abastecimiento instruyó a la Subgerencia de Adquisiciones, con el oficio 1128 del 14 de octubre de 2019, que cuando se lleven a cabo procesos licitatorios en materia de contratación de servicios de transporte de gas natural por ducto se realicen con base en las Disposiciones generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias; por lo que la CFE deberá cumplir con la disposición 37.[51/] Asimismo, en el transcurso de la auditoría, CFE Corporativo proporcionó 14 de 24 análisis costo beneficio correspondientes a gasoductos licitados. Lo anterior, sustenta la recomendación de la ASF relativa a la necesidad de evaluar la factibilidad, tanto de la contratación de los servicios de transporte por ducto, como de las centrales eléctricas, por lo que la observación persiste.

2018-6-90UJB-07-0502-07-003 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo defina una estrategia para que, en proyectos subsecuentes de contratación de prestación de servicios de transporte por ducto, observe la disposición 37 de las Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias, a fin de que disponga de información estratégica que le permita determinar la conveniencia, en términos monetarios, de los costos y beneficios, de la ejecución y operación de los proyectos, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 104, fracción II, inciso

---

48/ Comisión Federal de Electricidad, **Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias,** DOF (30-12-2016).

49/ La empresa contratante es CFE o la empresa productiva subsidiaria que realiza la contratación. Cfr. Comisión Federal de Electricidad, **Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias,** DOF (30-12-2016).

50/ Comisión Federal de Electricidad, **Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias,** DOF (29-11-2017).

51/ El detalle se puede observar en el resultado "Normativa que reguló el proceso licitatorio para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural" de este informe.

a, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, así como con la disposición 37 de las Disposiciones generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

5. Licitaciones para la prestación del servicio de transporte de gas natural

a) Proceso licitatorio antes y después de la Reforma Energética

De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la contratación de bienes y servicios se realizará por medio de licitaciones públicas. En el periodo 1997–2017, la CFE licitó 24[52/] gasoductos para la prestación de servicios de transporte de gas natural.

De las 24 convocatorias analizadas, 10 (41.7%) se realizaron entre 1997 y 2012, antes de la Reforma Energética, y 14 (58.3%) se efectuaron posterior a la Reforma; asimismo, no se dispuso de información de los anexos de las convocatorias de los gasoductos de “Mayakán” y “Manzanillo-Guadalajara”.

Las especificaciones de las convocatorias, se presentan a continuación:

I. Se comprobó que las 24 convocatorias fueron publicadas en el Diario Oficial de la Federación.

II. Asimismo, para evitar cualquier tipo de acto de colusión, en las convocatorias 2011 y 2012 y, para las convocatorias de los años subsecuentes, se estableció como requisito que las proposiciones económicas y técnicas debían presentarse a sobre cerrado. Para corroborar que dicho procedimiento se llevó a cabo, se solicitó el acta de resultado técnico y apertura de la proposición; sin embargo, sólo para 20 licitaciones se acreditó dicha acta, por lo que para las 4 licitaciones restantes no se contó con dicho documento como se establece en las convocatorias, sin que la CFE acreditara las causas de la falta de esa documentación.

b) Testigo social.

En la normativa que reguló los procesos de licitación antes de la Reforma Energética, conformada por la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y el Reglamento de Gas Natural, no se incluyó la figura del testigo social en la gestión de las contrataciones en materia de gasoductos. Después de la Reforma, la figura del testigo social fue regulada en la normativa siguiente:

- En las “Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias", publicadas en el DOF el 23 de junio de 2015, y adecuadas y publicadas el 30 de

52/ Los gasoductos son los siguientes: 1. “Villa de Reyes – Aguascalientes – Guadalajara”; 2. “La Laguna – Aguascalientes”; 3. “Tula – Villa de Reyes”; 4. “Sur de Texas – Tuxpan”; 5. “Samalayuca – Sásabe”; 6. “Tuxpan – Tula”; 7. “Ramal Empalme”; 8. “Ramal Hermosillo”; 9. “Ramal Villa de Reyes”; 10. “San Isidro – Samalayuca”; 11. “El Encino – La Laguna”; 12. “Ojinaga – El Encino”; 13. “Tamazunchale – El Sauz”; 14. “Sásabe – Guaymas”; 15. “El Encino – Topolobampo”; 16. “Guaymas – El Oro”; 17. “El Oro – Mazatlán”; 18. “Samalayuca – El Encino”; 19. “Morelos”; 20. “Ramal Topolobampo”; 21. “Mayakán”; 22. “Manzanillo – Guadalajara”; 23. “Ramal Tula”, y 24. “Naranjos-Tamazunchale”.

diciembre de 2016, se señala que la figura de testigo social se implementará cuando se rebase el umbral establecido[53/] o si el Consejo Consultivo determina su participación.

- En el artículo 78, fracción III, párrafo segundo, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, se indica que el Consejo de Administración establecerá los casos en los que podrán participar los testigos sociales.[54/]

Al respecto, la CFE proporcionó copia del oficio UNCP/309/AC/0734/2010 del 23 de diciembre de 2010, por medio del cual la Unidad de Normatividad de Contrataciones Públicas, de la Secretaría de la Función Pública, indicó que no podía designar testigos sociales para los procedimientos de contratación de los gasoductos[55/], ya que en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y el Reglamento de Gas Natural: "(…) no se contempla la figura de testigo social".

Sin embargo, con la revisión del portal de Transparencia Mexicana,[56/] se constató que esta organización participó como testigo social en los procesos de licitación de los gasoductos.

Con la revisión del portal de Transparencia Mexicana, se identificó que, a pesar de no encontrarse en la normativa, la CFE utilizó como buena práctica la figura de testigo social, en 12 de las 24 licitaciones,[57/] a fin de vigilar que su conducción se realizara con legalidad y transparencia, de acuerdo con la práctica nacional y de la propia empresa en materia de contrataciones.

c) Propuestas económicas por proceso de licitación

Con la finalidad de cotejar que la CFE eligiera las mejores condiciones posibles, en cuanto a precio,[58/] se revisaron las proposiciones económicas[59/] elaboradas por los distintos oferentes.[60/]

La CFE proporcionó información de las proposiciones económicas de 23 de 24 licitaciones realizadas en el periodo 1997–2017, la licitación que careció de información fue: "Mayakan", sin que la CFE acreditara las causas por las que no contó con dicha información.

53/ Umbral: el equivalente en moneda nacional a veinte millones de Dólares, tratándose de bienes y servicios, incluidos los servicios relacionados, o el equivalente en moneda nacional a cuarenta millones de dólares, tratándose de obras.

54/ Se refiere a lo siguiente: "El Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad establecerá los casos en que, atendiendo al impacto o relevancia de las contrataciones, podrán participar testigos sociales durante los procedimientos respectivos que realicen la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias, así como los mecanismos y requisitos para su designación".

55/ Específicamente de los gasoductos: Morelos, Corredor Chihuahua y Tamazunchale – El Sauz.

56/ Organización de la sociedad civil, dedicada al control de la corrupción en México. Fuente: https://www.tm.org.mx/objetivos/

57/ Disponibles en el portal de internet de Transparencia Mexicana (El Encino- La Laguna; San Isidro – Samalayuca; Ramal Villa de Reyes; Tuxpan- Tula; Samalayuca-Sásabe; Tula-Villa de Reyes; Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara; La Laguna-Aguascalientes; Ramal Empalme; Sur de Texas-Tuxpan, y Ramal Topolobampo).

58/ Artículo 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

59/ Documento elaborado por las empresas oferentes a proporcionar el servicio requerido, cuyo contenido expone los montos estimados de inversión física.

60/ Oferente: personas físicas o morales que proporcionan o prestan algún tipo de servicio. Para el caso de las licitaciones de transporte de gas natural corresponde a los transportistas.

Respecto de las 23 licitaciones que contaron con información de las proposiciones económicas, se obtuvieron los resultados siguientes:

I. En 22 (95.6%) casos se seleccionó la mejor opción de precio, respecto del total de proposiciones económicas presentadas, mismo que se corroboró por medio de las Actas de Apertura de Proposición Económica y por las Actas de Fallo, en las que se identificó que algunas solicitudes que superaron el monto fueron seleccionadas, ya que se calculó la cifra final a valor presente en el momento de realizar el fallo.

II. En 1 (4.4%) licitación correspondiente al gasoducto "El Oro–Mazatlán", se careció de evidencia documental para cotejar que el fallo realizado a las empresas licitantes fuera el más adecuado para realizar la firma de los contratos de prestación de servicio.

d) Cumplimiento de las convocatorias de licitación con base en las prácticas comunes

La CFE realizó licitaciones públicas internacionales en dos momentos clave para el sector energético en México, que fueron antes y después de la Reforma Energética de 2013, a fin de verificar que las licitaciones se realizaron con base en las mejores prácticas nacionales e internacionales, se realizó el comparativo con los puntos establecidos en el "Índice Legal de Obra Pública",[61/] como referente de prácticas comunes, elaborado por el Instituto Mexicano para la Competitividad A.C. (IMCO) con base en la selección de prácticas comunes emitidas por la OCDE,[62/] para disminuir las adjudicaciones directas y disminuir la colusión en contrataciones públicas.

De acuerdo con lo anterior, se verificó que, no en todos los casos, las convocatorias de licitación se ajustaron a las prácticas en la materia establecidas por el IMCO (Características de la licitación; Elementos de la convocatoria; Desarrollo de la junta de aclaraciones, y Presentación y evaluación de propuestas).

El análisis por rubro, se presenta a continuación:

I. En cuanto al rubro "Elementos de la convocatoria", 3 de las 24 convocatorias: "Mayakan", "Naranjos-Tamazunchale" y "Manzanillo-Guadalajara", no acreditaron contar con dos de tres características: términos de referencia y modificación de la convocatoria; las 21 restantes cumplieron las características.

II. Respecto del rubro "Desarrollo de la junta de aclaraciones", se constató que en 5 de 24 procesos de licitación: "El Encino-La Laguna"; "El Oro – Mazatlán"; "Mayakan"; "Naranjos-Tamazunchale", y "Manzanillo-Guadalajara", la CFE no acreditó que se hayan realizado actas de las juntas de aclaración. En los 19 restantes, se constató que se realizaron dichas actas de las juntas de aclaración.

61/ Instituto Mexicano para la Competitividad A.C. (IMCO), (2018), **Índice Legal de Obra Pública**, recuperado el 23 de mayo de 2019 de https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2018/04/ILOPReporte_18-04-2018.pdf.

62/ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), 2012, **Recomendación del Consejo de la OCDE para combatir la colusión en la contratación pública**, recuperado el 23 de mayo de 2019 de http://www.oecd.org/daf/competition/_Recomendacion-del-Consejo-OCDE-para-combatir-la-colusion-en-contratacion-publica.pdf

III. Para el rubro de "Presentación y evaluación de propuestas", de los 24 gasoductos se obtuvo lo siguiente:

- En 21 de las 24 convocatorias de licitación del servicio de transporte de gas natural: "Guaymas–El Oro"; "Ojinaga–El Encino"; "Ramal Tula"; "San Isidro–Samalayuca"; "Ramal Villa de Reyes"; "Tuxpan–Tula"; "Samalayuca–Sásabe"; "Tula–Villa de Reyes"; "Villa de Reyes–Aguascalientes–Guadalajara"; "La Laguna–Aguascalientes"; "Ramal Empalme"; "Sur de Tuxpan–Texas"; "Ramal Hermosillo"; "Ramal Topolobampo"; "Sásabe–Guaymas"; "Morelos"; "Corredor Chihuahua"; "Tamazunchale – El Sauz"; "El Encino–Topolobampo"; "El Encino-La Laguna", y "El Oro-Mazatlán", se acreditaron contar con las 12 características del componente, referentes a: definir formatos de proposiciones, requisitos de proposiciones, proposiciones conjuntas, subcontratación, proceso de presentación y apertura de proposiciones, registro de asistentes, recepción de todas las propuestas, requisitos de acta final de apertura de proposición, mecanismos para evaluar solvencias de proposiciones, verificación del cumplimiento de requisitos de evaluación, asignación y requisitos de fallo.

  De estas 21 convocatorias, las 3 realizadas en 2011, "Morelos"; "Corredor Chihuahua", y "Tamazunchale – El Sauz", no les aplicó el proceso de subcontratación, ya que la práctica de contratar a un tercero para realizar las actividades del licitante transfiriendo responsabilidades, empezó a regularse a partir de 2012, con la finalidad de que el transportista ganador de la licitación y con quien CFE firma convenio sea el único responsable de las actividades a realizar, sin triangular actividades.

- En 3 de las 24 convocatorias: "Mayakan"; "Naranjos-Tamazunchale", y "Manzanillo-Guadalajara", la CFE no proporcionó la información completa.

Lo anterior denotó que a pesar de que la normativa que reguló los procesos de licitaciones fue deficiente[63/] en 19 procesos de licitación se comprobó la adopción de buenas prácticas en la materia, como son las consideradas en el "Índice Legal de Obra Pública" diseñado por el IMCO, con base en la selección de mejores prácticas emitidas por la OCDE.[64/]

63/ Como se indica en el resultado "Normativa que regula el proceso licitatorio para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural" de este informe.

64/ La CFE ha implementado, realiza trabajo en coordinación con la OCDE para llevar a cabo mejoras en el combate a la colusión en licitaciones, muestra de ello, es el reporte denominado "Aspectos clave del Estudio de 2018 de la OCDE Sobre las Reglas y Prácticas de Contrataciones de la CFE en México", en cuyo contenido se expone que se requiere incrementar el nivel de competitividad en las compras que realiza la Comisión, y recomendó contar con la información adecuada antes de diseñar un procedimiento de licitación, definir los requisitos con claridad para evitar la predictibilidad, reducir la comunicación entre los licitantes, maximizar la participación de los licitantes con mayor nivel de competitividad, y sensibilizar a los funcionarios de la CFE respecto al procedimiento de licitación.

2018-6-90UJB-07-0502-07-004 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo establezca los controles necesarios y realice las gestiones para que la información de los procesos de licitación de los gasoductos: "Mayakán", "El Encino-La Laguna", "El Oro-Mazatlán", "Naranjos-Tamazunchale", y "Manzanillo-Guadalajara", se presenten de forma completa, oportuna y accesible, a fin de garantizar el principio de máxima publicidad en los procesos licitatorios relacionados con la prestación del servicio de transporte de gas natural, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 157, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, así como de la sección III Componentes y Principios del Sistema de Control Interno, numeral III.4 Información y Comunicación, principio 13, de los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno de CFE, sus empresas subsidiarias y empresas filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

6. Características de los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural

La Ley de Adquisiciones, Arrendamiento y Servicios del Sector Público (LAASSP) no fue aplicable para la contratación de servicios de transporte de gas natural que realizó la CFE ya que el artículo 3, fracción IX, señala que dicha ley será aplicable para los servicios de cualquier naturaleza: "(…) salvo que la contratación se encuentre regulada en forma específica por otras disposiciones legales".[65/] En este caso, antes de la Reforma Energética, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el Reglamento de Gas Natural regularon la prestación de servicios de transporte de gas natural.

Después de la reforma, en el artículo 77, párrafo segundo, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad se indica que para la contratación de servicios: "No les serán aplicables la Ley de Adquisiciones, Arrendamiento y Servicios del Sector Público ni la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas", por lo que se reguló por la Ley de Hidrocarburos y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.

En este contexto, se realizó un procedimiento relacionado con los contratos para la prestación de servicios de transporte de gas natural. Para ello, en primer lugar, se identificó el tipo de contrato que realizó la CFE y, posteriormente, se analizaron las características de los contratos con base en la práctica internacional. El análisis se presenta a continuación.[66/]

65/ El artículo 3, señala lo siguiente: "Para los efectos de esta Ley, entre las adquisiciones, arrendamientos y servicios, quedan comprendidos (…)". Fracción IX: "En general, los servicios de cualquier naturaleza cuya prestación genere una obligación de pago para las dependencias y entidades, salvo que la contratación se encuentre regulada en forma específica por otras disposiciones legales. Corresponderá a la Secretaría de la Función Pública, a solicitud de la dependencia o entidad de que se trate, determinar si un servicio se ubica en la hipótesis de esta fracción".

66/ Cabe señalar que el gasoducto en el segmento Ramal Tula fue rescindido. No obstante, se analizó porque se realizó el contrato.

- Tipo de contrato que realizó la CFE: prestación de servicios de transporte

a) Antes de la Reforma Energética de 2014

La normativa que reguló la prestación del servicio de transporte de gas natural fue la siguiente:

NORMATIVA QUE REGULÓ LOS CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Normativa (Abrogada)	Artículo o Disposición	¿Los contratos que realizó la CFE se ajustaron a estos criterios?
Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	**Artículo 9, fracción VIII** "Efectuar las operaciones, realizar los actos y celebrar los contratos que sean necesarios para el cumplimiento de su objeto (…)".	Al respecto, la CFE realizó 11 contratos de prestación de servicios de transporte con empresas privadas.
Reglamento de Gas Natural	**Artículo 59** "El servicio de transporte comprende la recepción de gas en un punto del sistema de transporte y la entrega de una cantidad similar en un punto distinto del mismo sistema"	Sí, en los contratos se establece que el servicio contratado de transporte por medio de gasoducto es entre un punto de recepción y uno de entrega para transportar gas natural por una cantidad máxima diaria.
	Artículo 69 "Las condiciones generales para la prestación del servicio (…) contendrán: I. Las tarifas para la prestación de los servicios	Sí, la CFE y los privados acordaron las tarifas (cargos fijos, cargos variables y cargos por gas combustible) para la prestación del servicio de transporte de gas natural en los 11 contratos suscritos.
	II. Los términos y condiciones para el acceso y prestación de las diversas modalidades del servicio.	Sí, en las cláusulas de los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural se indica que la CFE licitó un servicio de transporte con puntos de recepción y de entrega, y la empresa privada ganadora construirá los ductos con las características indicadas por la CFE.
	III. Los derechos y obligaciones del prestador del servicio.	Sí, en las cláusulas de los contratos se indican las responsabilidades, obligaciones y derechos del transportista y las declaraciones y garantías de la CFE.
	IV. El procedimiento arbitral que proponga el permisionario para la solución de controversias derivadas de la prestación del servicio.	Sí, en las cláusulas se indica el procedimiento para la resolución de controversias, la ley aplicable, el perito independiente, y el arbitraje. En este caso, de conformidad aceptaron que las controversias se resolverán de acuerdo con el Reglamento de la Corte de Arbitraje Internacional de Londres.

FUENTE: elaborado por la ASF con base en la normativa indicada y los contratos para la prestación de servicios de transporte de gas natural.

Con la revisión de los 11 contratos formalizados antes de la Reforma Energética, se verificó que se ajustaron con las cuatro condiciones generales establecidas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el Reglamento de Gas Natural, ya que se formalizaron contratos para la prestación de servicios de transporte con empresas privadas, definiendo un punto de recepción, un punto de entrega y la cantidad mínima diaria a entregar; CFE y los privados acordaron las tarifas; se establecieron las responsabilidades de las partes; así como los procedimientos para la resolución de las controversias.

b) Después de la Reforma Energética de 2014

Después de la reforma, la normativa que reguló la prestación del servicio de transporte fue la siguiente:

NORMATIVA QUE REGULÓ LOS CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Normativa	Artículo o Disposición	¿Los contratos que realizó la CFE se ajustaron a estos criterios?
Ley de Hidrocarburos	**Artículo 69** "(…) las empresas productivas del Estado y los particulares podrán desarrollar, sujetos al cumplimiento de la normatividad aplicable, proyectos de infraestructura actuando bajo su propia cuenta y riesgo. En el caso de las empresas productivas del Estado, los proyectos deberán ejecutarse por terceros a través de procesos de licitación, en los cuales éstas reservarán la capacidad que requieran para sus operaciones (…)".	Sí, la CFE formalizó 13 contratos de prestación de servicios de gas natural con particulares, en los que estableció los riesgos que asumió como EPE y los correspondientes a las empresas privadas, los cuales se realizaron bajo un proceso licitatorio e indican la capacidad reservada contratada.
Ley de la Comisión Federal de Electricidad	**Artículo 6** "La Comisión Federal de Electricidad podrá realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios para el cumplimiento de su objeto por sí misma; con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, o mediante la celebración de contratos (…) con personas físicas o morales de los sectores público, privado o social, nacional o internacional (…)".	Sí, la CFE realizó 24 contratos de prestación de servicios de transporte con empresas privadas, en los que se establecieron los riesgos, así como las tarifas aplicables por la prestación de servicios de transporte.
	Artículo 8 "Para cumplir con su objeto, la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias podrán celebrar contratos con particulares bajo esquemas que les generen una mayor productividad y rentabilidad, incluyendo modalidades que les permitan asociarse y/o compartir costos, gastos, inversiones, riesgos y demás aspectos de las actividades de los que sea titular (…)"	

FUENTE: elaborado por la ASF con base en la normativa indicada y los contratos para la prestación de servicios de transporte de gas natural.

Con la revisión de los contratos formalizados después de la Reforma Energética, se constató que, en términos generales, éstos cumplieron con lo establecido en la Ley de Hidrocarburos y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, ya que dichos contratos, firmados entre CFE y privados, en los que se define de manera pormenorizada las responsabilidades de las partes en la prestación de servicios de transporte de gas natural por ducto, tiene como fin último contribuir al cumplimiento de los objetivos de la EPE.

- Tipo de contrato que realizó la CFE de acuerdo con la práctica internacional (Project Finance)

La asociación de la inversión privada con la pública se realiza con el fin de brindar servicios de apoyo al gobierno para que éste provea un servicio público. Este tipo de asociaciones, involucra una serie de contratos denominados "no financieros", cuyo propósito es el de generar y garantizar el flujo de recursos por la compra de un producto o servicio, o por su venta. Es una modalidad de financiación utilizada a nivel mundial para un proyecto de infraestructura basada exclusivamente en los recursos generados por el propio proyecto, por lo que sus flujos de caja y el valor de sus activos responden por sí solos como garantía y fuente de pago.[67/] Su propósito es hacer frente a la insuficiencia de los recursos de los gobiernos para financiar proyectos de infraestructura e incentivar la inversión privada.

El financiamiento de proyectos (*Project Finance)* se caracteriza principalmente por lo siguiente:[68/]

- La mayor parte del financiamiento se realizará en forma de deuda y se reembolsará con los activos financiados y sus ingresos.

- Involucra la creación de una empresa de propósito específico (SPV, por sus siglas en inglés), creada con el único propósito de diseñar, construir, administrar y operar el proyecto en cuestión.[69/]

- Es un proyecto a largo plazo ya que tiene dos fases, la de construcción, en la que se desembolsan los fondos, y la de operación y gestión del activo, en la que se generan los flujos de efectivo.

El *Project Finance* es utilizado en las asociaciones público privadas para los proyectos de infraestructura: "(…) del sector público, para los cuales los sistemas tradicionales de financiación resultan insuficientes (…). Los usuarios del *Project Finance* usualmente son industrias o proyectos que requieren una fuente intensiva de capital, como el sector eléctrico, minero, (…) refinerías, oleoductos o cualquier otro que implique infraestructura e ingeniería."[70/]

Para verificar que los contratos formalizados por la CFE para la prestación de servicios de transporte de gas natural son práctica común en la industria internacional, este resultado se subdividió en los apartados siguientes:

67/ **Project Finance en proyectos industriales,** p. 3, recuperado el 10 de julio de 2019 de:

http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4858/fichero/3.EL.PROJECT.FINANCE.pdf.

68/ Dentons, 2013, **A Guide to Project Finance,** p. 2, recuperado el 10 de julio de 2019 de https://www.dentons.com/en/insights/guides-reports-and-whitepapers/2013/april/1/a-guide-to-project-finance.

69/ OECD, 2014, ***Private financing and government support to promote long-term investments in infrastructure***, p. 19, recuperado el 20 mayo de 2019 de: https://www.oecd.org/daf/fin/private-pensions/Private-financing-and-government-support-to-promote-LTI-in-infrastructure.pdf; Corielli, Francesco, **"Risk shifting through nonfinancial contracts: effects on loan spreads and capital structure of Project finance deals",** ***Journal of Money, Credit and Banking***, Vol. 42, No. 7, October 2010, pp. 1296-1297, consultado el 20 de mayo de 2019 en: https://pdfs.semanticscholar.org/1a26/78d4eba3620f28feb26fa0ba555caba0a923.pdf?_ga=2.230434716.1445061608.1561480818-1988342112.1561480818.

70/ **Project Finance en proyectos industriales,** p. 3, recuperado el 10 de julio de 2019 de http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4858/fichero/3.EL.PROJECT.FINANCE.pdf.

a) Empresas de propósito específico

b) Esquema BOO (propiedad del gasoducto)

c) Duración de los contratos

d) Asignación de riesgos

e) Cláusulas de Caso Fortuito y Fuerza Mayor

f) Cláusulas *Take or pay*

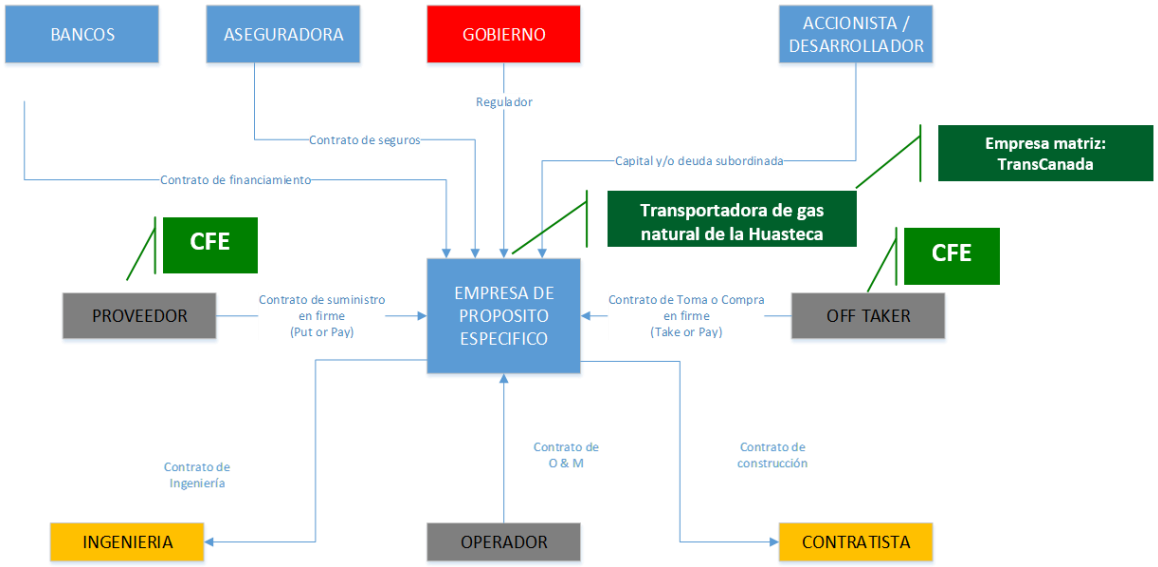
El análisis de cada uno de los aspectos mencionados se presenta a continuación:

A) Empresas de propósito específico

Por medio de las empresas de propósito específico, el sector privado financia el proyecto y tiene como fuente de pago el contrato con el gobierno.[71/] La SPV es la encargada de firmar los contratos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento del proyecto. La estructura contractual para el financiamiento de proyectos de infraestructura con la participación del sector privado se presenta a continuación:

71/ CEFP, **op. cit.**, p. 7.

ESTRUCTURA CONTRACTUAL PARA EL FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS



FUENTE: OECD, 2014, **Private financing and government support to promote long-term investments in infrastructure**, p. 19, consultado el 20 mayo de 2019, disponible en: https://www.oecd.org/daf/fin/private-pensions/Private-financing-and-government-support-to-promote-LTI-in-infrastructure.pdf.

El objetivo principal de esta estructura de contratos no financieros es el distribuir los riesgos de la empresa de propósito específico con las partes contratantes y disminuir con ello la volatilidad de los flujos de efectivo atribuibles al proyecto. Las características de los contratos no financieros no sólo impactan directamente el costo del financiamiento de los proyectos de infraestructura, en términos del margen y las comisiones, sino que también afecta su estructura financiera.[72/]

Una vez creada, la empresa de propósito específico negocia un conjunto de contratos con diferentes empresas. De dichos contratos, destacan cuatro, los cuales garantizan la viabilidad del proyecto de infraestructura:

1. Contratos de ingeniería y construcción. Estos contratos usualmente se hacen sobre la base de llave en mano con el objeto de que la SPV disponga de la planta y el equipo a precios y tiempo de entrega predefinidos.

2. Contratos de suministro en firme. Su objeto es garantizar el acceso de materia prima de la SPV a precios, cantidad y calidad predefinida.

72/ Corielli, Gatti, Steffanoni, 2005, **Risk Shifting nonfinancial contracts. Effects on loan spreads and capital structure of Project Finance deals,** pp. 1-45, recuperado el 5 de septiembre de 2019 de https://www.jstor.org/stable/40925689?seq=1#page_scan_tab_contents.

3. Contratos de venta. Definidos frecuentemente como contratos *take or pay* u *off taking*, y su objeto es permitirle a la SPV vender la totalidad o parte de su producto o servicio a otra empresa que a su vez se compromete a comprar dicho producto o servicio incondicionalmente a precios preestablecidos y por un periodo de tiempo predeterminado. Estos contratos son comunes en los sectores de petróleo, gas y electricidad.

4. Contratos de operación y mantenimiento. Son diseñados con el objeto de dotar a la SPV de un servicio de mantenimiento eficiente y efectivo en cumplimiento de un servicio predefinido.

Hay diversas razones por las que los desarrolladores de los proyectos, así como los proveedores de financiamiento prefieren integrar un proyecto utilizando a la empresa de propósito específico: para los que financian es más fácil distinguir entre el desempeño del proyecto y el de la empresa y determinar qué parte del flujo de efectivo está disponible para amortizar los créditos; se mejora el monitoreo al incluir un conjunto de restricciones para la contratación de deuda; la financiación es, por lo general, para un solo propósito y los acreedores pueden recuperar sus derechos, de ser necesario, por medio de los activos del proyecto, los cuales constituyen una garantía para el préstamo; además, permite el uso de contratos para distribuir el riesgo y crear incentivos con las contrapartes correspondientes de la SPV.

En este contexto, el esquema de financiamiento de proyectos (*Project Finance*) presenta las ventajas siguientes:

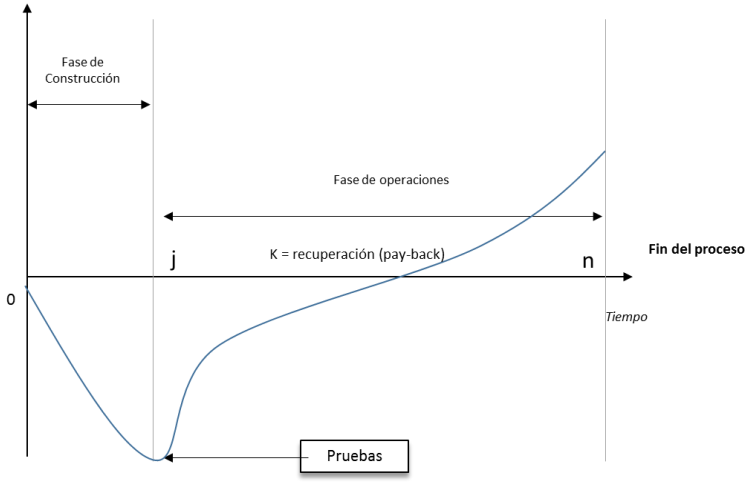
VENTAJAS PARA EL SECTOR PÚBLICO Y SECTOR PRIVADO DEL ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS

SECTOR PÚBLICO	SECTOR PRIVADO
-Atrae recursos de bancos e inversionistas.	-Protege a la compañía matriz, porque la SPV documenta sus activos, pasivos y patrimonio en su propio balance y no en el de la empresa que la creó.
-Se beneficia de los conocimientos técnicos y tecnológicos de la iniciativa privada.	-Asume los riesgos relacionados del proyecto: políticos, macroeconómicos, de mercado, operacionales, y de construcción, entre otros. Por ello, es imprescindible que el inversionista realice un análisis de todos los posibles riesgos que pudieran surgir durante la vida del proyecto, para evaluar su probabilidad de ocurrencia y gravedad, a fin de disminuir sus probabilidades, que pudieran afectar a la empresa e ir en detrimento del servicio público que debiera ofrecer.
-Reducción de costos al Estado en el desarrollo de infraestructura o prestación de servicio y, los servicios provistos bajo el contrato, permiten a las entidades el mejor cumplimiento de sus funciones y servicios encomendados.	-El ciclo de vida del proyecto tiene dos fases: construcción y operación; en la primera, no se generan flujos de efectivo, mientras que en la segunda sí; por lo que el riesgo financiero es más alto durante la construcción, porque los fondos se desembolsan por adelantado, y la recuperación de la inversión se logrará hasta que el proyecto está en marcha.
-El Estado paga al desarrollador por la prestación de un servicio en beneficio de la ciudadanía, conservando la responsabilidad sobre la prestación de dicho servicio.	Reduce el costo del financiamiento y propicia una mejor estructura financiera del proyecto reduciendo las necesidades de capital de riesgo versus los préstamos-.

FUENTE: Corielli, Francesco ***"Risk shifting through nonfinancial contracts: effects on loan spreads and capital structure of Project Finance deals", Journal of Money, Credit and Banking,*** Vol. 42, No. 7, October 2010, p. 1296-1297, consultado el 20 de mayo de 2019 en: https://pdfs.semanticscholar.org/1a26/78d4eba3620f28feb26fa0ba555caba0a923.pdf?_ga=2.230434716.1445061608.1561480818-1988342112.1561480818.

El ciclo de vida del proyecto tiene dos fases: construcción y operación; en la primera, no se generan flujos de efectivo, mientras que en la segunda sí, como se muestra en la gráfica:

COMPORTAMIENTO DEL FLUJO DE FONDOS DURANTE EL CICLO DE VIDA DEL PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA.



FUENTE: elaborado por la ASF con base en OECD, 2014, **Private financing and government support to promote long-term investments in infrastructure**, p. 19, consultado el 20 mayo de 2019 en: https://www.oecd.org/daf/fin/private-pensions/Private-financing-and-government-support-to-promote-LTI-in-infrastructure.pdf.

Como puede observarse, el riesgo financiero es más alto durante la construcción, porque los fondos se desembolsan por adelantado, y la recuperación de la inversión se logrará hasta que el proyecto está en marcha.[73/]

La CFE adoptó la práctica internacional de realizar contratos de prestación de servicios con privados mediante empresas de propósito específico para diseñar, construir, administrar y operar el proyecto en cuestión.

Bajo el esquema de las empresas de propósito específico, el sector privado asume los riesgos imputables al proyecto desde su construcción hasta su operación, en este caso, la CFE se beneficia de los conocimientos técnicos de la iniciativa privada, reduce costos en el desarrollo de infraestructura y paga al

73/ Bonetti, Veronica, et. al., ***"Offtaking agreements and how they impact the cost of funding for project finance deals: A clinical case study of the Quezon Power Ltd Co."***, ***Review of Financial Economics*****,** Volume 19, April 2010, p. 63, consultado el 21 de mayo de 2019 en: https://www.sciencedirect.com/journal/review-of-financial-economics/vol/19/issue/2.

desarrollador por la prestación de un servicio en beneficio de la ciudadanía, conservando la responsabilidad sobre la prestación de dicho servicio.[74/]

B) Esquema BOO (propiedad de los gasoductos)

Las operaciones del *Project Finance* están vinculadas a un activo, en el esquema BOO el privado o desarrollador mantiene el activo (BOO por sus siglas en inglés) a diferencia del esquema BOOT (por sus siglas en inglés),[75/] en el que el privado transfiere la propiedad del activo al gobierno al finalizar la vida del contrato.[76/] De acuerdo con el documento web "Public-Private Partnership Legal Resource Center", del Banco Mundial, los contratos BOO son comunes en el sector de energía y electricidad, en la compra y venta de energía y en la oferta y suministro de combustible. Además, suceden cuando el sector público le concede a la empresa privada el derecho a desarrollar y operar un complejo o sistema.[77/]

La diferencia entre un tipo de contrato y el otro no sólo estriba en la posesión del activo subyacente, sino que, en el caso del esquema BOO los cargos por la prestación del servicio de transporte son menores que en el esquema BOOT, como lo señala la Comisión Reguladora de Energía en el Acuerdo Núm. A/054/2014, en el que indicó que si la CFE participaba en la propiedad del gasoducto, eso:"(…) tiene efectos sobre la proyección financiera del proyecto, toda vez que la cesión de la propiedad del ducto a CFE implica que el transportista estime en su flujo de caja una compensación anticipada equivalente al valor de rescate al final de dicho periodo, considerando las inversiones adicionales que se requieran a lo largo de la vida del proyecto (…) por lo que es racional esperar que incurra un sobre costo asociado a dicha compensación que será observable no sólo en la tarifa convencional sino también en la propuesta de tarifas reguladas".

Con la revisión de los contratos se constató que todos los proyectos de CFE se desarrollaron bajo el esquema BOO del *Project Finance*, ya que las cláusulas identificadas hacen referencia a que las empresas de propósito específico (identificadas en los contratos como el "Transportista") son las dueñas de los gasoductos correspondientes. (No se identificó ninguna cláusula para la transferencia del gasoducto a CFE una vez terminado el plazo de 25 años (300 meses efectivos de servicio)).

Al respecto, la CFEnergía informó que la Comisión Reguladora de Energía precisó hacer observaciones sobre los considerandos de las convocatorias públicas internacionales para las licitaciones de los gasoductos; entre las observaciones que la CRE realizó se encuentra una sobre la propiedad del gasoducto;

74/ En opinión de la CEPAL: "El promotor es la CFE, la cual licita servicios de transporte y deja que todas las demás funciones sean de carácter privado. Se trata de una modalidad probada, nítida y sencilla (…)". Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2013, **Dilema del suministro de gas natural en México**, p. 30, recuperado el 30 de julio de 2019 de https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/4927/1/M20130197_es.pdf.

75/ Los esquemas de provisión de servicios contemplan diferentes tipos de estructuración de asociaciones público privadas, entre las que se encuentran las siguientes: BOOT (construir, operar, poseer y transferir); BOT (construir, operar y transferir); BLT (construir arrendar y transferir); BOOS (construir, operar, poseer y vender); LDO (arrendar, desarrollar y operar); BBO (construir, comprar y operar); BTO (construir, transferir y operar), etc. Fuente: Ronceros. "Aproximaciones al Project Finance", disponible en http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/iusetveritas/article/download/12430/12992, consultado el 5 de agosto de 2019.

76/ UNDP, **Herramienta para APP Municipales Pro-Pobres, Módulo 3 - Etapa de Desarrollo de una APP**, consultado el 23 de mayo de 2019 en: http://pppue.undp.2margraf.com/es/11_2.htm.

77/ World Bank, 2016, **Public-Private-Partnership Legal Resource Center**, consultado el 15 de mayo de 2019 en: https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/es/asociaciones-publico-privadas/acuerdos/concesion-construccion-opera_cion-traspaso.

al respecto, la CFEnergía proporcionó el oficio núm. SE/2800/2014, del 9 de junio de 2014 (que envió la Secretaría Ejecutiva de la Comisión Reguladora de Energía a la Comisión Federal de Electricidad) y el Acuerdo Núm. A/054/2014, con base en el cual se realizó el análisis siguiente:

- Se constató que la CRE sugirió a la CFE modificar las cláusulas referentes a la participación de la propiedad del gasoducto Ojinaga-El Encino, porque ello tendría efectos en las proyecciones financieras del proyecto y sobrecostos. Adicionalmente pondría a CFE en condiciones de ventaja frente a otro usuario que haya contratado capacidad por un periodo similar, lo cual es violatorio de las disposiciones vigentes y "(…) contravienen el principio de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio (…) ya que este principio debe ser observado por el transportista sin privilegiar a usuario alguno"; además, el principio de acceso abierto:[78/] "(…) es uno de los pilares para incentivar la participación de nuevos agentes en el mercado y fomentar la competencia".

Es decir, los transportistas, en algunos casos, pueden construir el gasoducto con capacidad adicional a la requerida por la CFE y están obligados a dar acceso abierto no indebidamente discriminatorio a sus instalaciones y servicios, sujeto a disponibilidad de capacidad de sus sistemas,[79/] por lo que si la CFE comprara el gasoducto, terminado el plazo del contrato, no se cumpliría con el acceso abierto en la prestación de servicios y se obstaculizaría el proceso de competencia y libre concurrencia.

C) Duración de los contratos

De acuerdo con la práctica internacional, la duración estimada de este tipo de contratos es de 15 a 30 años. Con la revisión de los 24 contratos formalizados, se constató que la duración de la mayoría de los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural fue de 25 años (300 meses efectivos de servicio); lo cual es una práctica común en la industria internacional.[80/]

D) Asignación de los riesgos

De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo, en el documento "Asociaciones Público Privadas para la prestación de servicios: Una visión hacia el futuro"[81/]; la principal característica de este tipo de asociaciones es el esquema de asignación y mitigación de riesgos entre cada una de las partes contratantes.

[78/] "Se entiende como acceso abierto y no indebidamente discriminatorio cuando los Permisionarios están obligados a prestar el servicio de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural en condiciones similares a Usuarios de características similares. En caso de que nuevos agentes demanden el servicio, el Permisionario estará obligado a prestarlo siempre que haya Capacidad Disponible." (DOF, **Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural**, publicado el 13 de enero de 2016).

[79/] DOF, **Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural**, publicado el 13 de enero de 2016.

[80/] Es una práctica de mercado en la industria eléctrica que los proyectos sean de largo plazo: en 1994, en Filipinas, la empresa Quezon elaboró un contrato de 25 años con Meralco, empresa de distribución de energía eléctrica, para acordar la venta de electricidad producida. (Bonetti, Veronica, **op. cit.**, P.63)

[81/] BID – Alborta, G., **op. cit.**

El esquema de identificación, asignación y distribución de riesgos depende de cada contrato, de cada sector y de la capacidad de las partes de tomar el riesgo y mitigarlo. No obstante, existe un esquema de asignación de riesgos típico que se fundamenta en el supuesto de que cada una de las partes (sector privado y público) asumen los riesgos que pueden manejar y mitigar.[82/]

La mayor asignación de riesgos le corresponde al sector privado: "a mayor riesgo y mayor dificultad de mitigación, mayor será el costo asociado del sector privado".[83/] Para verificar que los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural se realizaron de acuerdo con el esquema típico de identificación, asignación y distribución de riesgos, se analizaron las cláusulas de los contratos, los resultados se presentan a continuación:

- Con la revisión de las cláusulas de los 24 contratos, se constató que la identificación, asignación y distribución de los riesgos se realizó de acuerdo con la práctica común, propuesta por el Banco Interamericano de Desarrollo, en consecuencia, las empresas con las que CFE formalizó los contratos asumieron 11 de 14 riesgos (de seguros, garantías y obligaciones, de diseño, de construcción, tecnológicos, de operación, ambientales y sociales, cierre financiero, de repago, y de demanda), y compartió con CFE 3 riesgos de 14 (riesgos regulatorios, de fuerza mayor y de competencia). Por lo que los contratos para la prestación de servicios de transporte de gas natural establecieron la distribución de los riesgos entre CFE y los privados con quienes formalizaron los contratos, y se adjudicaron al sector privado 11 de 14 riesgos.

E) Cláusulas de Caso Fortuito y Fuerza Mayor

Dentro del esquema de asignación y mitigación de riesgos se encuentran eventos imprevisibles que pueden causar daño o que afectan la construcción y operación del proyecto, como pueden ser los casos fortuitos o de fuerza mayor. En ese contexto, las cláusulas de fuerza mayor o de caso fortuito son parte de los contratos a nivel internacional: en 2003, la Cámara Internacional de Comercio (ICC) publicó la Cláusula de Fuerza Mayor 2003, en las que proporciona una guía de cláusulas modelo ya establecidas para incorporar en los contratos.[84/]

Para verificar que los contratos formalizados de la CFE para la prestación de servicios de transporte de gas natural se ajustaron a la práctica internacional en la materia, se realizó un análisis comparativo entre las condiciones referidas por la Cámara de Comercio Internacional y las cláusulas integradas en los contratos realizados por la CFE, relacionados con las causas de fuerza mayor o de caso fortuito, como se muestra a continuación:

- Con la revisión de los 24 contratos formalizados, se constató que cinco condiciones de caso fortuito o de fuerza mayor se corresponden con la práctica internacional en la materia: las relacionadas con la guerra, actos de autoridad, fenómenos de la naturaleza, desastres e incendios

---

82/ Este esquema típico a los esquemas que involucran al sector privado en la provisión de un servicio bajo un contrato de largo plazo con un agente público. (Ídem).

83/ CEFP, **op. cit.**, p. 28.

84/ ICC, 2003, **Force Majeure Clause 2003**, Francia, p. 9-10, recuperado el 22 de mayo de 2019 de https://iccwbo.org/publication/icc-force-majeure-clause-2003icc-hardship-clause-2003/.

en las instalaciones, y conflictos laborales. Asimismo, se detectó que la CFE propuso tres cláusulas que la Cámara Internacional de Comercio no consideró, las cuales se refieren a lo siguiente: autorizaciones gubernamentales, falta de servicios por caso fortuito y por hallazgos arqueológicos. En general, las cláusulas de caso fortuito y fuerza mayor, que aparecen en los contratos formalizados por CFE, son práctica común en la industria.

F) Cláusulas *Take or pay*

Los contratos de suministro y transporte de gas en la industria operan con cláusulas *take or pay:* "Es básicamente el compromiso de un pago mínimo obligatorio del consumidor por una cantidad de gas. Siempre se paga esa cantidad y se pagará así sea consumida o no. La justificación es asegurarle al productor un ingreso mínimo de dinero y al consumidor un monto asegurado de gas".[85/] Cabe destacar que, bajo esta estructura, la obligación de pago del comprador es incondicional, ya que éste debe pagar el cargo por capacidad de producción, ya sea que la empresa genere o no el bien o el servicio solicitado por el comprador.[86/]

De acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía, los contratos con cláusulas *Take or pay* han sido: "(…) ampliamente utilizadas en los contratos energéticos de largo plazo, transporte y suministro de gas natural, entre otros, ya que permiten garantizar que las inversiones requeridas para realizar el diseño, la construcción y la operación de los proyectos obtengan los retornos esperados".[87/]

El contrato tiene dos componentes de precio de compra: el costo fijo (por capacidad) y el costo variable. El primero, representa el costo del servicio de la deuda del proyecto, los costos operativos fijos y el rendimiento de capital mínimo; además, siempre debe pagarse, independientemente de que se produzca o no el bien o servicio contratado.

El costo variable representa los costos operativos variables, y sólo debe pagarse si el comprador quiere adquirir el producto. Este costo permite que el comprador adquiera una cantidad mínima sin que ello suponga un beneficio imprevisto por la empresa por gastos variables, que sólo se producen cuando la empresa realmente produce el bien o servicio.

Para verificar que los contratos formalizados de la CFE para la prestación de servicios de transporte de gas natural son una práctica común en la industria, se realizó un análisis de las cláusulas integradas en los contratos de los gasoductos, como se muestra a continuación:

85/ Nicolini del Castillo, Mario, **"Industriales Consumidores Iniciales del Gas de Camisea y el Contrato de Suministro "Take or Pay" en el Perú", Derecho y Sociedad**, núm. 16, 2001, consultado el 23 de mayo de 2019 en: http://revistas.pucp.edu.pe/-index.php/derechoysociedad/article/view/17062/17358.

86/ Hoffman, Scott, ***Project finance off-take sales contract, The law and business of international Project finance***, 2007, Cambdrige University Press, p 210.

87/ Información proporcionada por la CRE por medio del correo electrónico de la Dirección General Adjunta de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural, Petróleo, Licuefacción, Regasificación y Gestión de Sistemas Integrados, del 27 de agosto de 2019.

CARGOS POR CONTRATO, 2005 - 2017

CARGO FIJO POR CAPACIDAD	CARGO VARIABLE POR USO	CARGO POR GAS COMBUSTIBLE
Refleja los pagos que la CFE hará al Transportista por tener capacidad reservada disponible para la Comisión, independiente-mente del volumen de Gas Natural entregado.	Se relaciona con los costos variables: transporte, impuestos, seguros, margen comercial, materiales consumibles, mantenimiento, costo del agua y pago de derechos por el uso de la misma.	Refleja los costos de cualquier equipo que el diseño del Transportista requiera para operar el sistema, y se determina en proporción al volumen de gas transportado.

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los Contratos proporcionadas por la CFE por medio del oficio núm. XL000/0097/2019 del 27 de marzo de 2019.

Con la revisión de los 24 contratos formalizados se identificó que contienen tres cargos: fijo por capacidad, variable por uso y por gas combustible.[88/] Al respecto, se realizó un benchmarking sobre los cargos fijos y cargos variables en los contratos de transporte de gas natural.

I. Análisis de benchmarking para los cargos fijos y variables en los contratos

Para verificar que los cargos fijos, se diseñaron con base en la práctica común, se revisaron contratos de transporte de gas natural en la industria internacional;[89/] con su revisión, se constató que éstos incluyen cargos fijos (*clausula take or pay*) y variables, con lo que se corrobora que dichas tarifas son comunes en la industria internacional, específicamente en los contratos de transporte de gas natural.

II. Utilización de cargos fijos en las tarifas eléctricas

A fin de verificar que los cargos fijos y variables son una práctica común en la industria eléctrica se revisaron los cargos incluidos en las tarifas eléctricas con las que CFE Suministrador de Servicios Básicos cobró el suministro básico de energía eléctrica, con base en el documento "Metodología de Cálculo y Ajuste de las tarifas finales de suministro básico"[90/] emitido por la Comisión Reguladora de Energía para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales.

Con la revisión de la metodología de las tarifas finales con las que CFE Suministrador de Servicios Básicos cobró el suministro básico de energía eléctrica se verificó que los cargos fijos y cargos variables forman parte de las tarifas eléctricas reguladas para realizar el cobro en los sectores doméstico, comercial, de servicios, agrícola, y de mediana y gran industria.[91/]

88/ Son los costos de cualquier equipo que el diseño del Transportista requiera para operar el Sistema, y se determina en proporción al volumen de gas transportado.

89/ Se revisaron los contratos públicos de las empresas Transport et Infraestructures Gaz France; Danish Ofshore Gas Systems; Alliance Pipeline Limited Partnership; Apa Group y Dampier to Bunbury Natural Gas Pipeline.

90/ CRE, 2017, **Anexo B del Acuerdo A/058/2017, Metodología de Cálculo y Ajuste de las tarifas finales del suministro básico**, recuperado el 29 de mayo de 2019 de: http://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdoAnexo/?id=111

91/ "En cada una de las categorías tarifarias se definen cargos fijos (por usuario) y variables (por capacidad y generación), que reflejan la naturaleza del costo en cada componente de las TFSB y que se adaptan a las características de consumo y medición de cada usuario". (**Ibíd.**)

Con el análisis anterior, se constató que los cargos fijos y los cargos variables, incluidos en los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural, se diseñaron con base en la práctica común tanto en la industria de transporte de gas natural como en la industria nacional eléctrica.

III. Cargos fijos recuperables y no recuperables

Para complementar el análisis de los cargos fijos, se realizó una investigación de las cláusulas de los contratos a fin de determinar si el cargo fijo se recupera en los eventos registrados como caso fortuito o de fuerza mayor.

Con la revisión de las cláusulas, se determinó lo siguiente:

- En el periodo preoperativo (de construcción), CFE no debe pagar ninguna contraprestación a los transportistas; salvo, si se presentan casos fortuitos o de fuerza mayor, por lo que está obligado a pagar sólo el cargo fijo, el cual es recuperable en el periodo de extensión de la prórroga, cuando sólo pagará el cargo variable y por gas combustible, pero no el cargo fijo. Lo que indica que los gasoductos que registraron caso fortuito en 2017-2018 (Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara; La Laguna Aguascalientes; Tula-Villa de Reyes; Sur de Texas Tuxpan, Samalayuca-Sásabe y Tuxpan Tula),[92/] no pagarán el cargo fijo en el periodo de extensión de la prórroga (la cual debe durar el mismo tiempo que duró el caso fortuito o de fuerza mayor).

- En el periodo operativo, CFE debe pagar las tres tarifas; pero, si ocurre un caso fortuito o de fuerza mayor sólo deberá pagar el cargo fijo, el cual es recuperable en el periodo de extensión de la prórroga, y sólo pagará las otras dos tarifas, pero no el cargo fijo.

  También se constató que el cargo fijo pactado en los contratos de prestación del servicio de transporte de gas natural no cambia, aunque los costos del proyecto hayan cambiado por imprevistos, mismos que son absorbidos por el contratista (sector privado).

- No obstante, se identificó un cargo fijo no recuperable. Si en el periodo operativo se registra una operación nula, es decir, si la CFE no utiliza su capacidad reservada por causas ajenas a un caso fortuito o fuerza mayor, por ejemplo, que no exista una central eléctrica a la cual suministrar gas, debe pagar los cargos fijos, los cuales no recuperará en un periodo posterior. De ahí la importancia de la planeación y programación conjunta de los gasoductos y las centrales eléctricas.

En conclusión, la CFE, para atender sus necesidades de transporte de gas natural, firmó contratos con personas morales, con base en su atribución para desarrollar proyectos de infraestructura actuando bajo su propia cuenta y riesgo, conforme a los artículos 6 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad y 69 de la Ley de Hidrocarburos.

92/ El detalle se presenta en el resultado “Avance de los gasoductos licitados y formalizados” de este informe.

7. Avance de los gasoductos licitados y formalizados

El universo de gasoductos revisados para la prestación del servicio de transporte de gas natural es el siguiente:

GASODUCTOS PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL, 2018

Núm.	Gasoductos[1/]	Sub Total
En pre-operativo (construcción)		
1	Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	6
2	La Laguna-Aguascalientes	
3	Tula-Villa de Reyes	
4	Sur de Texas-Tuxpan (Marino)	
5	Samalayuca-Sásabe	
6	Tuxpan-Tula	
Concluidos		
7	Ramal Empalme	17
8	Ramal Hermosillo	
9	Ramal Villa de Reyes	
10	San Isidro-Samalayuca	
11	El Encino-La Laguna	
12	Ojinaga-El Encino	
13	Tamazunchale-El Sauz	
14	Sásabe-Guaymas	
15	El Encino-Topolobampo	
16	Guaymas-El Oro[5/]	
17	El Oro-Mazatlán	
18	Corredor Chihuahua (Samalayuca-El Encino)	
19	Morelos	
20	Ramal Topolobampo	
21	Mayakán	
22	Manzanillo-Guadalajara	
23	Naranjos-Tamazunchale	
Rescindido		
24	Ramal Tula	1
No licitado		
25	Suministro a Baja California[2/]	3
26	Mérida - Cancún	
27	Lázaro Cárdenas - Acapulco	
CFE Internacional[3/]		
28	Waha - San Elizario	4
29	Waha - El Presidio	
30	Nueces Brownsville	
31	Colombia (Webb) - Escobedo	
CFE Internacional Cancelado[3/]		
32	Erenbergh - San Luis Río Colorado	1
Otros gasoductos[4/]		
33	Gasoducto del Río	4
34	Gasoducto Chihuahua (C. 9N75)	
35	Gasoducto Chihuahua (C. 9HTJ)	
36	Agua Prieta	
Total		36

1/ Contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural.

2/ El gasoducto contó con convocatoria para realizar la licitación.

3/ Los gasoductos están a cargo de CFE Internacional.

4/ Los gasoductos pertenecen a privados, y son utilizados por CFE para el transporte de gas natural.

5/ El gasoducto presentó Caso Fortuito o Fuerza Mayor en su operación por daños en la tubería y la suspensión de sus actividades otorgada por el Juez Séptimo de Distrito de Sonora.

a) Gasoductos rescindidos, no licitados, internacionales, cancelados, y otros

I. Gasoducto rescindido

CFE Corporativo informó que el contrato del gasoducto Ramal Tula fue formalizado y rescindido;[93/] sin embargo, no envió evidencia documental del hecho.

II. Gasoductos no licitados

Respecto de los tres proyectos que se identificaron como no licitados,[94/] en la información que proporcionó CFE Corporativo,[95/] no se identificó que la empresa acreditara las causas y las consecuencias financieras y operativas que se presentó en los gasoductos "Mérida – Cancún" y "Lázaro Cárdenas – Acapulco", para no licitarse.

Para el gasoducto "Baja California" se realizó la publicación de la convocatoria; pero, no se formalizó el contrato.

III. Gasoductos internacionales

En el caso de los gasoductos internacionales, el cancelado (Erenbergh - San Luis Río Colorado), y los otros gasoductos, no fueron objeto de esta auditoría porque las licitaciones se realizaron con apego a la normativa internacional, y los gasoductos etiquetados como otros[96/], no participaron en algún proceso de licitación promovido por CFE.

Por lo anterior, el universo de la auditoría fue de 24 gasoductos, como se muestra a continuación:

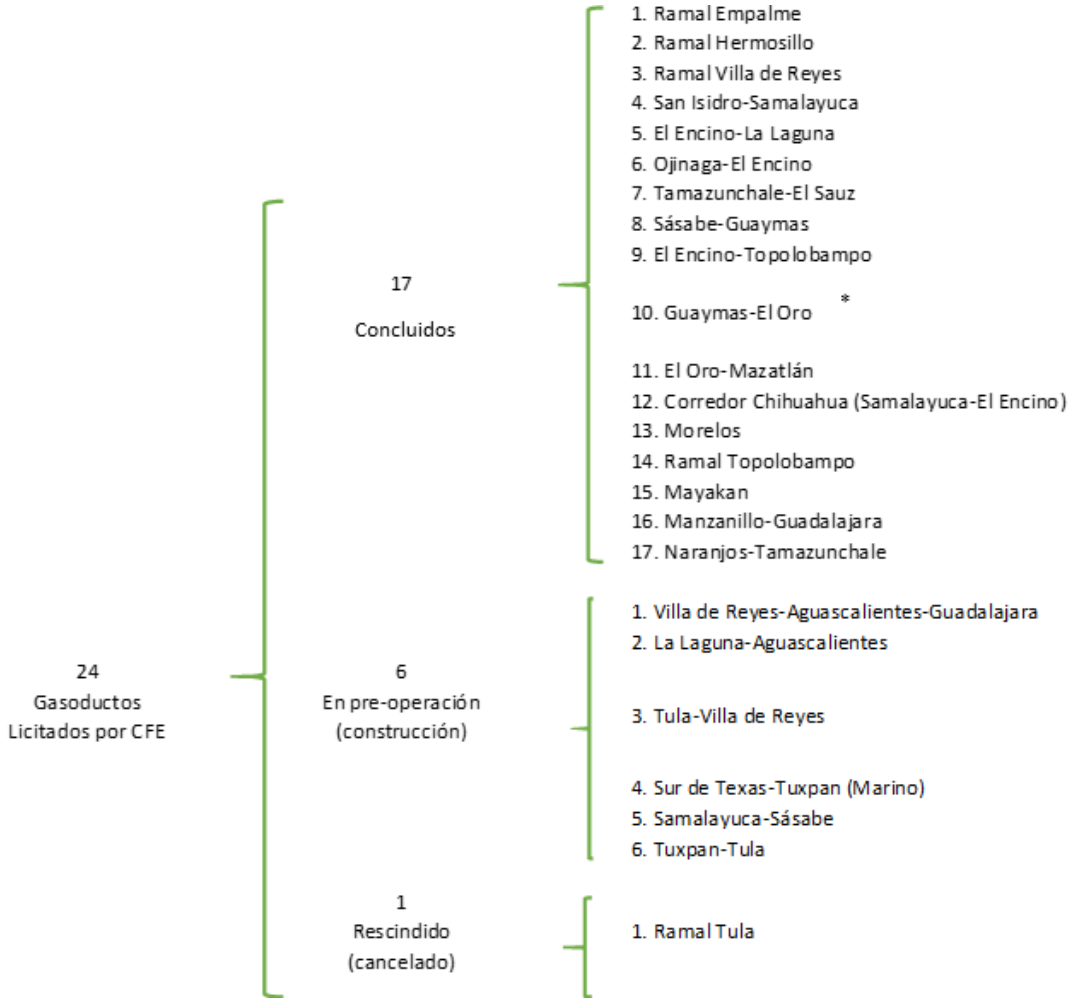
93/ Información proporcionada con el oficio núm. XL000/0096/BIS/2019 del 27 de marzo de 2019, con la Tabla 1.

94/ Suministro a Baja California; Mérida Cancún, y Lázaro Cárdenas-Acapulco. Identificados como no licitados en la Tabla 1, proporcionada con el oficio núm. XL000/0096/BIS/2019 del 27 de marzo de 2019.

95/ Oficio XL00/0509/2016, del 15 de octubre de 2019.

96/ Gasoducto del Río; Gasoducto Chihuahua (C.9N75) y (C.9HTJ), y Agua Prieta.

UNIVERSO DE GASODUCTOS DE LA AUDITORÍA 502-DE



* El gasoducto presentó Caso Fortuito o Fuerza Mayor en su operación por daños en la tubería y la suspensión de sus actividades otorgada por el Juez Séptimo de Distrito de Sonora.

El avance, a 2018, de los 24 gasoductos se muestra en los apartados siguientes.

b) Avance en la construcción de seis gasoductos en 2018

Respecto de los 24 proyectos de gasoductos para el transporte de gas natural que fueron licitados, 6 continuaban en construcción en 2018 con el estatus siguiente:

I. Cuatro gasoductos “Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara”; “La Laguna-Aguascalientes”; “Tula-Villa de Reyes, y Sur de Texas-Tuxpan” formalizaron su contrato en 2016 y, se programó su entrada en operación durante 2018.

Al respecto, en estos cuatro gasoductos se presentaron los retrasos[97/] siguientes:

- El gasoducto "Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara" tuvo un avance del 80.0% respecto del 88.7% programado, lo que representó un retraso del 8.8%.
- El de "La Laguna-Aguascalientes" presentó un avance de 93.1% respecto del 93.0% programado.
- El gasoducto "Tula-Villa Reyes" se reportó un avance del 80.0% respecto del 100.0%, lo que implicó un retraso del 20.0%.
- El del "Sur de Texas-Tuxpan", del 96.9% que se tenía programado, se alcanzó un 94.5%, lo que significó un retraso del 2.4%.

II. Dos gasoductos "Samalayuca Sásabe" y "Tuxpan-Tula" firmaron el contrato correspondiente en 2015 y se estimó su entrada en operación en 2017; no obstante, se reprogramaron para 2019.

En cuanto al porcentaje de avance en la construcción de los gasoductos, se informó[98/] lo siguiente:

- El de "Samalayuca-Sásabe", se tuvo un retraso del 21.8%, ya que la construcción reportó un avance del 78.2% respecto del 100.0% programado.
- El de "Tuxpan Tula", tuvo un desfase del 13.9% debido a que se reportó un avance del 86.1% respecto del 100.0% programado.

Al respecto, la CFE acreditó la documentación de los retrasos, debido a Casos Fortuitos y de Fuerza Mayor en la construcción programada de estos gasoductos por medio de las razones legales y técnicas, fundadas y explícitas que justifican la modificación de la fecha de inicio del servicio, y dos notas informativas con la descripción del estatus de los gasoductos de "Tuxpan – Tula" y "Tula –Villa de Reyes".

Cabe mencionar que los gasoductos "Villa de Reyes – Aguascalientes – Guadalajara"; "La Laguna – Aguascalientes", "Tula –Villa de Reyes", y "Sur de Texas – Tuxpan", en 2018, no contaron con centrales eléctricas a las cuales suministrar gas natural; por lo que, una vez terminada su construcción, la CFE pagará un Cargo fijo por la reserva de capacidad contratada, sin utilizarla.[99/]

97/ En cuanto al porcentaje de avance en la construcción de los gasoductos, por medio del oficio núm. XL000/0163/2019 del 6 de mayo de 2019, CFEnergía proporcionó los informes y reportes mensuales de los transportistas con fecha de corte a diciembre de 2018. Las principales causas se deben a las Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor que fueron aceptados por CFEnergía.

98/ En cuanto al porcentaje de avance en la construcción de los gasoductos, por medio del oficio núm. XL000/0163/2019 del 6 de mayo de 2019, CFEnergía proporcionó los informes y reportes mensuales de los transportistas con fecha de corte a diciembre de 2018.

99/ El detalle se presenta en el resultado "Gobernanza en la planeación de las centrales eléctricas con la red de gasoductos". Confróntese el diagrama de las centrales eléctricas y su relación con los gasoductos.

III. Gasoducto Sur de Texas Tuxpan

En el contrato para la prestación del servicio de transporte de gas natural del gasoducto "Sur de Texas-Tuxpan", se indica que éste suministrará gas natural a la central termoeléctrica Adolfo López Mateos (CT PALM), al respecto, el equipo auditor realizó una visita *in situ* a dicha central eléctrica, a fin de verificar si estuvo en condiciones de operar con el gas natural suministrado por el gasoducto. Al respecto, se verificó lo siguiente:

- La Central Adolfo López Mateos consta de 6 unidades que utilizan el combustóleo como insumo para generar electricidad, y a la fecha de la visita (9 de agosto de 2019) no contó con plantas que utilicen gas natural para generar energía eléctrica.

- La CFE documentó que, el 11 de junio de 2018, el Consejo de Administración de la EPS CFE Generación VI aprobó el portafolio de Proyectos y Programas de Inversión de CFE Generación VI 2019-2023. Al respecto, el 27 de septiembre de 2018, se aprobó el Informe del Estado Actual de CFE Generación VI a cargo de su Director General, en el cual se aprobó el proyecto de conversión a gas natural de la CT PALM, que requiere de una inversión de 109 millones de dólares, en el cual se programó el inicio del procedimiento administrativo con el contrato en noviembre de 2018 y el consumo de gas en julio de 2019; no obstante, con la visita realizada se verificó que en agosto de 2019 no existía una planta para generar energía eléctrica con gas natural como insumo.

  Por lo que, si el gasoducto "Sur de Texas Tuxpan" inicia operaciones y no hay una central eléctrica a la cual abastecer de gas natural para generar electricidad, se pagarán cargos fijos irrecuperables.

  Derivado de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares, la CFE Generación VI acreditó que en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033 (PRODESEN), en el apartado 7.1 Centrales eléctricas propuestas por CFE, del Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctrica (PIIRCE), se estableció el proyecto CC Tuxpan con una capacidad de 964 MW con fecha prevista para inicio de operaciones en 2023, mismo que está condicionado a la aprobación por parte del Consejo de Administración de la CFE. Por lo que la observación persiste para CFE Corporativo.[100/]

IV. Proyectos de gasoductos en los que se presentaron Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor (CFFM)

Las causas de los seis proyectos que, en 2018, presentaron retrasos en su construcción, fueron las siguientes:

- Los seis proyectos en construcción retrasaron su fecha de inicio de entrada en operación debido a que se dictaminaron Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor (CFFM) que afectaron el cumplimiento

100/ El detalle se puede consultar en el informe de auditoría de desempeño 479-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI", que forma parte de la segunda entrega de informes individuales de la revisión de la Cuenta Pública 2018.

de la programación.[101/] En 2018, todos estuvieron vigentes aun cuando dos fueron validados durante el año de revisión y cuatro en 2017.

No obstante, dentro de la información remitida, por la CFE, no se identificaron los CFFM que han ocurrido desde la construcción del primer gasoducto en 1997.

La ASF verificó que los CFFM, que fueron validados por CFEnergía, correspondieron con los incisos mencionados en la Cláusula 22.8 "Extensión del periodo del contrato", de los contratos de servicio de transporte de gas natural, lo cual implica que la CFE está obligada a hacer el pago por el cargo fijo (desde la fecha original convenida para el inicio del servicio de transporte). Además, tendrá el derecho de solicitar y utilizar el servicio de transporte de gas natural por un periodo de tiempo igual a dicha imposibilidad, durante el cual no se suministró el servicio por el evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, y en el periodo de prórroga la CFE sólo pagará los cargos variables, incluido el cargo por gas combustible.[102/]

Asimismo, en los casos de los gasoductos "Tula – Villa de Reyes" y "Tuxpan – Tula", al cierre de 2018, la CFE no había emitido un nuevo convenio modificatorio que cambie la fecha del inicio de operación, ya que en ambos proyectos los CFFM identificados no han concluido.[103/]

Cabe mencionar que, en tres de los seis Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor (Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, Samalayuca-Sásabe y La Laguna Aguascalientes), se identificó como principal problemática retrasos en la construcción por no obtener, por parte de la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (SEDATU), el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) y de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), los permisos de servidumbres de paso para la construcción del gasoducto.

En los contratos de prestación de servicio en la Cláusula de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, se establece que: "ante la imposibilidad de la parte afectada de obtener, a pesar de sus mejores esfuerzos, cualquier autorización gubernamental necesaria para permitir cumplir con sus obligaciones […] podrá solicitar, por medio de la Mesa de Control el apoyo de la CFE". No obstante, con el análisis de los documentos denominados "Razones Legales Técnicas Fundadas y Explicitas que Justifican Modificar la Fecha del Servicio de Transporte de Gas Natural", de los gasoductos en Caso Fortuito o Fuerza Mayor, que fueron proporcionados por la CFEnergía, no se identificó que los transportistas hubieran recibido algún tipo de apoyo, por parte de la CFE, en la mediación con alguna autoridad gubernamental, a fin de agilizar los trámites para continuar la construcción, debido a que sólo se enuncia que el transportista notificó a la CFE la realización de alguna reunión o gestión ante alguna entidad pública, sin mencionar el acompañamiento

101/ Se comprobó la dictaminación de los CFFM por medio de los documentos denominados "Razones, legales, técnicas, fundadas y explicitas que justifican modificar el contrato para la prestación del servicio de transporte de gas natural", y dos notas informativas del expediente de los gasoductos "Tula –Villa de Reyes" y "Tuxpan – Tula".

102/ Cargo fijo: refleja los pagos que la CFE hará al Transportista por tener capacidad reservada disponible para la Comisión, independientemente del volumen de Gas Natural entregado. Cargo variable: se relaciona con los costos variables: transporte, impuestos, seguros, margen comercial, materiales consumibles, mantenimiento, costo del agua y pago de derechos por el uso de la misma. Cargo por gas combustible: refleja los costos de cualquier equipo que el diseño del Transportista requiera para operar el Sistema, y se determina en proporción al volumen de gas transportado. Asimismo, se relaciona con los costos por compresión necesaria para la operación del sistema, en proporción del volumen de gas que se transporta.

103/ Fueron verificados por medio del expediente digital, en el que se incluyó la nota informativa sobre el estatus de los gasoductos.

de la CFE o CFEnergía para mediar y agilizar el paro del servicio de transporte de gas natural o en su caso concluir la construcción de algún tramo de los gasoductos.

El hecho de que CFE no interviniera para atender los problemas que generaron los Casos Fortuitos o Fuerza Mayor derivó en el pago del cargo fijo establecido, y aun cuando en el periodo del CFFM sería repuesto por el transportista al final del contrato, la no operación del ducto pudiera tener repercusiones financieras para la CFE.

c) Gasoductos concluidos, en operación y no operados, en 2018

I. Estatus de los 17 gasoductos

1. Se identificó que 13 gasoductos concluyeron y transportaron gas natural de acuerdo con lo establecido en su contrato.

2. Un gasoducto, Morelos, ya concluyó con su construcción al igual que la central eléctrica a la que se programó la entrega de gas natural; no obstante, no se encuentra operando.

   El equipo auditor realizó una visita *in situ* a la Central de Ciclo Combinado Centro,[104/] con la finalidad de verificar por qué el gasoducto, que debe suministrar gas a esta central, pagó un cargo fijo irrecuperable de 682,974.1 miles de pesos en 2018, sin transportar dicho combustible. Al respecto, se verificó lo siguiente:

   - El gasoducto Morelos forma parte del Proyecto Integral Morelos (PIM), el cual es un proyecto que integra una Central de Ciclo Combinado Centro I, una Red de Transmisión Asociada, el Gasoducto Morelos y el Acueducto Centro que suministrará agua a la central eléctrica. La central eléctrica requiere, para su funcionamiento, agua y gas natural, por lo que además del gasoducto, se requiere de un acueducto con la función de conducir agua tratada proveniente de una planta de tratamiento hacia un cárcamo de bombeo y viceversa.[105/]

   - Se verificó la conclusión de la construcción de los siguientes proyectos:

   - El Gasoducto Morelos registró su término de construcción el 15 de abril de 2016.106/

   - La Central Ciclo Combinado Centro terminó su construcción el 22 de septiembre de 2017.

   Lo que indica que a partir del cuarto trimestre de 2017 la central se encuentra lista para operar.

[104/] La visita se realizó el 16 de julio de 2019 a la Central de Ciclo Combinado Centro, a cargo de la Empresa Productiva Subsidiaria Generación I, de la CFE.

[105/] Comisión Nacional de los Derechos Humanos, **Recomendación No. 3/2018**, p. 45, recuperado el 11 de julio de 2019, disponible en https://www.cndh.org.mx/sites/all/doc/Recomendaciones/2018/Rec_2018_003.pdf.

[106/] De acuerdo con la fecha del certificado de conclusión.

No obstante, se registraron diversas problemáticas relacionadas con el acueducto: la más importante está relacionada con la falta de conexión de la Planta Tratadora de Aguas Residuales (PTAR) Cuautla en un tramo de 140 metros,[107/] por una manifestación permanente de opositores de la central termoeléctrica, lo que provoca que no entre en operación y, por ende, el gasoducto. Una de las ideas más promovidas por las comunidades que están en desacuerdo es que la central eléctrica utilizará agua del río Cuautla lo que afectará sus sembradíos derivado de la disminución del caudal.[108/] Sin embargo, la CFE informó que para generar energía eléctrica, la central utilizará aguas residuales y, además, aumentará el caudal de agua óptima para uso agrícola:

- Sin el proyecto, la PTAR descargaba al rio Cuautla 300 litros por segundo (lps) de aguas residuales, contaminando el cuerpo de agua.

- La inversión de la CFE en la rehabilitación y modernización de la PTAR aportaría agua tratada y óptima para uso agrícola de 1,154 lps, menos el consumo neto de la central eléctrica de 177 litros por segundo, da como resultado 977 lps de agua óptima para la zona agrícola. [109/]

- Como hechos posteriores, en 2019, la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) solicitó el apoyo del Programa Hidrológico Internacional (PHI) de la UNESCO para analizar los efectos potenciales en la cantidad y calidad del agua en torno a la operación de la central termoeléctrica.[110/] No obstante, en la información proporcionada por la CFE no se identificó documentación relacionada sobre si los resultados de la calidad del agua tratada por la PTAR son óptimas para el uso agrícola.[111/]

En este contexto, la CFE, en coordinación con la SENER, debe definir estrategias, de carácter urgente, para solucionar la problemática y suministrar agua a la Central de Ciclo Combinado Centro a fin de que comience a operar y aprovechar la capacidad subutilizada que se encuentra lista para funcionar, tanto de la central eléctrica como del gasoducto, con lo que dejaría de pagar cargos fijos irrecuperables, que en 2018 ascendieron a 682,974.1 miles de pesos, por el gasoducto Morelos.

3. Un gasoducto, "Guaymas – El Oro", presentó caso fortuito debido a daños en la tubería y la suspensión de sus actividades otorgada por el Juez Séptimo de Distrito de Sonora.[112/]

107/ Gobierno de México, **Proyecto Integral Morelos (PIM)**, p. 11, recuperado el 12 de julio de 2019, disponible en http://participacionsocial.gob.mx/work/models/ParticipacionSocial/Documentos/pdf/PIM.pdf.

108/ Comisión Nacional de los Derechos Humanos, **op. cit.**, p. 45.

109/ Gobierno de México, **op. cit.**, p. 11.

110/ CONAGUA, 21 de febrero de 2019, **Participación de la UNESCO en el proceso de la central termoeléctrica de Huexca en Morelos**, recuperado el 27 de junio de 2019, disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/438961/ Comunicado_de_Prensa_153-19.pdf.

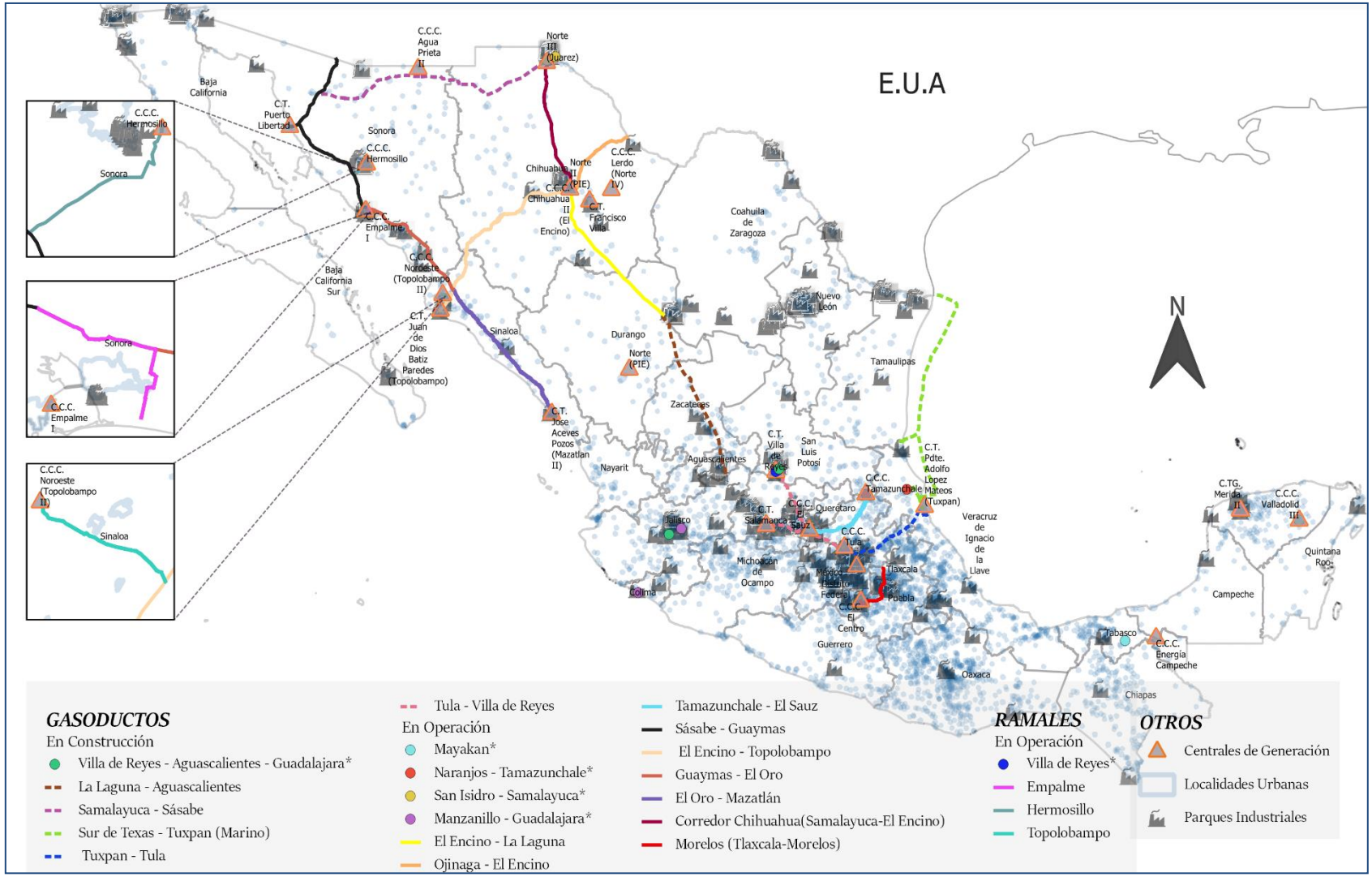
111/ La CFE envió información sobre el análisis del agua óptima para uso agrícola; no obstante, corresponde al trimestre junio-agosto de 2016.

112/ La CFE proporcionó como evidencia copia del Acta levantada en la Fiscalía General de Justicia del Estado de Sonora, debido a la perforación del gasoducto y privación de la libertad del personal de la empresa transportadora de gas natural, por parte de la comunidad Yaqui. Además, proporcionó copia del Convenio de Caso Fortuito o Fuerza Mayor del Gasoducto Guaymas–El Oro, firmado entre la CFE y

4. Se identificó que dos gasoductos (“Ramal Empalme” y “Ramal Villa de Reyes”), ya concluyeron su etapa de construcción; sin embargo, las centrales eléctricas planeadas en los contratos no están proyectadas en ningún documento de la CFE, ni en la Cuenta Pública 2018, ni en el Presupuesto de Egresos 2019, lo que denota que las deficiencias en la planeación de los gasoductos y las centrales eléctricas representan pérdidas importantes que afectan de forma directa a las finanzas de CFE. Lo cual implicó cargos fijos irrecuperables de 58,114.9 miles de pesos, lo que representó el 0.3% del total de cargos por concepto de cargos fijos, variables y por gas combustible.

   Al respecto, la ASF georreferenció la trayectoria de los ductos para relacionarlos con las zonas urbanas e industriales más importantes del país, a fin de identificar las áreas de oportunidad para potencializar el valor de los gasoductos.

la empresa Gasoducto Agua Prieta, con fecha del 13 de septiembre de 2018, en el que se aceptó el caso fortuito notificado en 2017, y se informó a la ASF de dicha interrupción por medio del “Informe del Director General sobre el estado que guarda la empresa”, de fecha 14 de junio de 2019, y en el estatus de los gasoductos.


E.U.A
N
C.C.C. Agua Prieta II
Norte III (Juarez)
Baja California
C.T. Puerto Libertad
Sonora
C.C.C. Hermosillo
C.C.C. Empalme I
C.C.C. Noroeste (Topolobampo II)
Baja California Sur
C.T. Juan de Dios Batiz Paredes (Topolobampo)
Sinaloa
C.T. Jose Aceves Pozos (Mazatlan II)
Chihuahua
Norte II (PIE)
C.C.C. Chihuahua II (El Encino)
C.C.C. Lerdo (Norte IV)
C.T. Francisco Villa
Coahuila de Zaragoza
Nuevo León
Durango
Norte (PIE)
Tamaulipas
Zacatecas
Nayarit
Aguascalientes
C.T. Villa de Reyes
San Luis Potosí
C.T. Pdte. Adolfo Lopez Mateos (Tuxpan)
C.C.C. Tamazunchale
C.C.C. El Sauz
Querétaro
C.T. Salamanca
Jalisco
C.C.C. Tula
Veracruz de Ignacio de la Llave
Michoacán de Ocampo
Tlaxcala
Puebla
Colima
C.C.C. El Centro
Guerrero
Oaxaca
Chiapas
Tabasco
C.C.C. Energía Campeche
Campeche
Quintana Roo
C.TG. Merida II
C.C.C. Valladolid III
Sonora
C.C.C. Empalme I
C.C.C. Noroeste (Topolobampo II)
Sinaloa
GASODUCTOS
En Construcción
Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara*
La Laguna - Aguascalientes
Samalayuca - Sásabe
Sur de Texas - Tuxpan (Marino)
Tuxpan - Tula
Tula - Villa de Reyes
En Operación
Mayakan*
Naranjos - Tamazunchale*
San Isidro - Samalayuca*
Manzanillo - Guadalajara*
El Encino - La Laguna
Ojinaga - El Encino
Tamazunchale - El Sauz
Sásabe - Guaymas
El Encino - Topolobampo
Guaymas - El Oro
El Oro - Mazatlán
Corredor Chihuahua(Samalayuca-El Encino)
Morelos (Tlaxcala-Morelos)
RAMALES
En Operación
Villa de Reyes*
Empalme
Hermosillo
Topolobampo
OTROS
Centrales de Generación
Localidades Urbanas
Parques Industriales

De acuerdo con la Prospectiva de Gas Natural 2017-2031, en 2031, la demanda del hidrocarburo se incrementará en 26.8% respecto de 2016:

- El sector eléctrico aumentará su consumo en 50.0%.
- El sector industrial en 32.3%
- Se estima que la industria química: "(…) será la que más consumirá gas natural con una participación de 19.9%"[113/]. Además, el nuevo desarrollo de la industria química en Topolobampo (Sinaloa), para la producción de fertilizantes, comprende una planta de amoniaco que utilizará gas natural como materia prima: "se estima que dicha planta tendrá un consumo diario de 110 MMPCD."[114/]

En el contexto en el que la demanda de gas natural aumentará en 26.8% para 2031 y 32.3% para el sector industrial, se considera necesario que la CFE analice urgentemente la viabilidad de aprovechar la capacidad subutilizada de los gasoductos por los que está pagando una reserva de capacidad, con la que puede garantizar un suministro seguro y eficiente a los agentes económicos que lo requieran y recuperar su inversión.

II. Pago de penas convencionales

Con la revisión de la documentación proporcionada por CFE Corporativo, la ASF determinó que se presentaron incumplimientos, en cuatro gasoductos ("Ramal Hermosillo"; "San Isidro – Samalayuca"; "Ojinaga – El Encino", y "Guaymas – El Oro"), por los que se requirió el pago de las penas convencionales, de conformidad con lo establecido en cada uno de sus contratos. Los incumplimientos que se presentaron durante 2018 fueron relativos a la fecha de inicio del servicio de transporte de gas natural programada y a la integración nacional de tubería, de los cuales la CFE proporcionó los comprobantes de que se efectuaron todos los pagos solicitados por una cantidad total de 264,546.0 miles de pesos.

En respuesta a la reunión de presentación de resultados finales, mediante el oficio núm. 411/1778/2019 del 15 de octubre de 2019, la Secretaría de Energía proporcionó una minuta de trabajo sin firmas de los participantes, en los que se incluyeron los acuerdos siguientes: 1) se formalizó el Grupo de Coordinación entre SEGOB, SENER y CFE para atender las recomendaciones realizadas por la ASF, y 2) se revisará el estado jurídico de los conflictos sociales que tienen detenidos los proyectos: i) Central de Ciclo Combinado Centro y Gasoducto Morelos, ii) Conversión a Gas Natural de la Central Termoeléctrica Adolfo López Mateos y, iii) Expansión de la red de gasoductos; sin embargo, no proporcionó evidencia de la formalización de dichos acuerdos, ni de los responsables de atenderlos; por lo que la observación persiste.

113/ SENER, Prospectiva de gas natural 2017-2031, pp. 62-70, recuperado el 30 de julio de 2019, disponible en https://www.gob.mx/ cms/uploads/attachment/file/284343/Prospectiva_de_Gas_Natural_2017.pdf.

114/ **Ibíd.**

Adicionalmente, la Dirección General de Auditoría de Desempeño al Desarrollo Económico emitió el oficio núm. DGADDE/474/2019, del 15 de octubre de 2019, para comunicar, a la Auditoría Interna de la CFE, los hallazgos que pudieran ser constitutivos de responsabilidades administrativas, ya que la CFE no acreditó haber realizado las gestiones necesarias para la solución de los problemas, dentro de su ámbito de responsabilidad, que generaron los Casos Fortuitos o Fuerza Mayor.

2018-6-90UJB-07-0502-07-005 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo defina una estrategia a fin de aprovechar la capacidad máxima diaria convenida por la CFE con los transportistas, en los gasoductos Morelos; Guaymas-El Oro; Ramal Empalme, y Ramal Villa de Reyes, a fin de maximizar el valor de los gasoductos, en términos de lo dispuesto en el apartado 6.7, del documento Principales Elementos del Plan de Negocios 2018-2022, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90UJB-07-0502-07-006 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo en coordinación con la SENER, defina estrategias de carácter urgente para solucionar la problemática que impide suministrar agua a la Central de Ciclo Combinado Centro, a fin de que ésta comience a operar y se aproveche la capacidad subutilizada que se encuentra lista para funcionar, tanto de la central eléctrica como del gasoducto Morelos, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, así como en el apartado 6.7, del documento Principales Elementos del Plan de Negocios 2018-2022, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90UJB-07-0502-07-007 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo en coordinación con su Consejo de Administración, defina estrategias de carácter urgente para iniciar el proyecto de conversión a gas natural de la central termoeléctrica Presidente Adolfo López Mateos, a fin de que ésta opere y se aproveche la capacidad reservada del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan, y no se paguen cargos fijos irrecuperables en detrimento del objetivo de la CFE de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, en términos de los artículos dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, así como en el apartado 6.7, del documento Principales Elementos del Plan de Negocios 2018-2022, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90UJB-07-0502-07-008 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo implemente los controles necesarios para disponer de documentación completa, oportuna y accesible relacionada con las causas sobre los 2 gasoductos que no se licitaron (Mérida-Cancún, y Lázaro Cárdenas-Acapulco), y sobre el

gasoducto Ramal Tula con contrato rescindido, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 157, de la Ley de la Industria Eléctrica, así como en la sección III Componentes y Principios del Sistema de Control Interno, numeral III.4 Información y Comunicación, principio 13, de los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno de CFE, sus empresas subsidiarias y empresas filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90UJB-07-0502-07-009 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo implemente los controles necesarios para disponer de documentación completa, oportuna y accesible, relacionada con la calendarización actualizada para la conclusión de los proyectos de Tula-Villa de Reyes y de Tuxpan-Tula, a fin de contar con información pertinente y de calidad para la consecución de sus objetivos, en términos con lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 157, de la Ley de la Industria Eléctrica, así como en la sección III Componentes y Principios del Sistema de Control Interno, numeral III.4 Información y Comunicación, principio 13, de los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno de CFE, sus empresas subsidiarias y empresas filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

8. Comité de Estrategia e Inversiones

a) Instalación del Comité de Estrategia e Inversiones

Con la revisión del Acta de la sesión del Comité de Estrategia e Inversiones (CEI) del Consejo de Administración de la CFE del 11 de diciembre de 2014, se identificó que el contenido corresponde a la instalación del CEI y a una primera propuesta de sus funciones y responsabilidades.

b) Reglas de operación del Comité de Estrategia e Inversiones

Mediante el acuerdo CA-025/2015 la CFE acreditó que el Consejo de Administración autorizó las Reglas del Comité de Estrategia e Inversiones el 27 de enero de 2015. El análisis de las reglas de operación se detalla a continuación:

RELACIÓN ENTRE LAS FUNCIONES ESTABLECIDAS EN LAS REGLAS DEL CEI CON EL SEGUIMIENTO DE LOS GASODUCTOS LICITADOS POR LA CFE

Función	¿Se relaciona con el seguimiento a los gasoductos licitados y formalizados?
i. Analizar y proponer al Consejo recomendaciones relacionadas con el Plan de Negocios, el programa operativo y financiero anual.	No

Función	¿Se relaciona con el seguimiento a los gasoductos licitados y formalizados?
ii. Dar seguimiento a la aplicación y evaluar el desempeño del Plan de Negocios, el programa operativo y financiero anual aprobados por el Consejo, con la finalidad de proponerle recomendaciones a este último.	No
iii. Evaluar y opinar respecto del plan de inversiones de capital, oportunidades estratégicas de inversión, asociaciones, alianzas estratégicas, cierres y desinversiones de negocios.	No
iv. Revisar y opinar sobre la propuesta que formule el Director General de la CFE para emitir deuda y cualquier financiamiento mayor, así como garantías y obligaciones contingentes, entre otras, antes de presentarla al Consejo.	No
v. Auxiliar al Consejo en la revisión de las proyecciones financieras y en la vigilancia de la congruencia de las políticas de inversión, de financiamiento, coberturas y riesgos con presupuesto anual y el Plan de Negocios aprobados por el Consejo.	No
vi. Revisar y opinar sobre aspectos financieros que afecten las operaciones de la CFE incluyendo, estrategias financieras a corto y largo plazo, estructura de capital, política de apalancamiento, clasificación de créditos y flexibilidad financiera, entre otros; particularmente, las políticas de financiamiento e inversión de recursos en tesorería, así como la política de reinversión del remanente del monto que no se entregue como dividendo estatal señalado en el artículo 100 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.	No
vii. Informar al Consejo sobre los posibles riesgos financieros que identifique en el Plan de Negocios y, en su caso, proponer medidas de mitigación de éstos, de tal manera que se procure la sustentabilidad y viabilidad financiera de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias en el largo plazo, conforme al perfil de riesgo adecuado.	No
viii. Analizar y recomendar al Consejo, las políticas y bases generales para determinar el factor de rentabilidad y la información de costos, con base en el cual la CFE participará en las subastas o concursos para la adjudicación de contratos.	No
ix. Opinar sobre la propuesta que formule el Director General al Consejo respecto de las políticas y los procedimientos para la celebración de operaciones entre la Comisión Federal de Electricidad, sus empresas productivas subsidiarias, empresas filiales u otras personas sobre las que ejerzan control o influencia significativa.	No

FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base la información proporcionada por la CFE, mediante el oficio núm. XL00/0156/2019 del 30 de abril de 2019.

Con la revisión de las reglas de operación, se constató que, no se establecieron funciones específicas relacionadas con el seguimiento y supervisión a las inversiones de la CFE, ni con las inversiones relacionadas con la prestación de servicios de transporte de gas natural.

No obstante, se identificó que el CEI tiene la función de evaluar y opinar respecto del plan de inversiones de capital, las oportunidades estratégicas de inversión, asociaciones, alianzas estratégicas, así como cierres y desinversiones de negocios.

c) El seguimiento del CEI a los gasoductos licitados, en el periodo 2014 -2018

Antes de la Reforma Energética de 2013, el Comité de Estrategia e Inversiones no existía, ya que fue a partir de la publicación de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad[115/] que se

115/ **Diario Oficial**, 11 de agosto de 2014.

estableció su constitución, la cual se efectúa el 11 de diciembre de 2014 y comenzó operaciones en 2015, por lo que dicho comité no participó en la evaluación de los procesos de contratación de la prestación de servicios de transporte de gas natural previos a la Reforma Energética.

Con la revisión de los Acuerdos del Comité de Estrategia e Inversiones, se identificaron algunas actividades relacionadas directamente con los gasoductos, las cuales se señalan a continuación:

- El CEI recomendó la aprobación de la garantía corporativa de dos operaciones relevantes relacionadas con la venta de gas natural a mediano plazo que se realizarán en la ruta Ojinaga-El Encino, El Encino- La Laguna, La Laguna-Aguascalientes y Aguascalientes-Guadalajara.

- El CEI acordó como actividad prioritaria, para el ejercicio 2018, dar seguimiento trimestral a la ejecución de la red de gasoductos; sin embargo, en la información proporcionada no se documentaron dichos seguimientos trimestrales.

El hecho de que el CEI u otro comité no diera seguimiento puntual, ni supervisara trimestralmente los 24 gasoductos licitados y formalizados para el servicio de transporte de gas natural, puso en riesgo el cumplimiento de los objetivos y metas previstas para estos proyectos, que representaron, una inversión en el país de aproximadamente 172,749.2 millones de pesos.

Cabe señalar que, dentro de la información proporcionada no se identificó la función de evaluar la factibilidad de los proyectos de arrendamiento, y todas las asociaciones incluidas en aquéllas con contratos con cláusulas *take or pay* o *put or pay*,[116/] lo que representa un riesgo ya que dichas inversiones son un compromiso financiero de largo plazo para la CFE.

En respuesta a la reunión de presentación de resultados finales, mediante el oficio núm. XL000/0494/2019 del 9 de octubre de 2019, CFE Corporativo señaló que:

- “Para el caso específico de los proyectos de inversión relacionados con los contratos para la prestación de servicio de transporte de gas natural, no resulta aplicable la citada recomendación, toda vez que en dichos proyectos no fueron autorizados por el Consejo de Administración de la CFE”.

116/ Los *Project Finance* presentan un horizonte temporal de largo plazo, por lo que utilizan cláusulas como las *put or pay,* en la cuales se obliga al garante a garantizar el suministro a un precio fijo por un periodo establecido, o pagar el déficit. Por lo tanto, el propietario del activo tiene ingresos asegurados para cubrir los costos operativos y de capital; mientras que el garante asume el riesgo de no garantizar el suministro y pagar el servicio. Constantino-Pellegrino, **Evaluating risk in put or pay contracts: an application in waste management using fuzzy Delphi method**, recuperado el 15 de agosto de 2019, disponible en: https://www.researchgate.net/publication/257314046_Evaluating_risk_in_put-or-pay_contracts_An_application_in_waste_management_using_fuzzy_Delphi_method.

Al respecto, la ASF considera que, en la fracción V, del artículo 43, se indica que el Comité de Estrategia e Inversiones tendrá, entre otras atribuciones, la función de: "las demás que determine el Consejo de Administración". Al respecto, en los acuerdos CEI-117/2017 del 10 de febrero de 2017 y CEI-189/2018 del 13 de febrero de 2018, del Comité de Estrategia e Inversiones, aprobados por el Consejo de Administración, los miembros del Comité acordaron como prioridad de la agenda 2017 y 2018 lo siguiente: "Dar seguimiento trimestral a la ejecución de inversiones trascendentes (p.e. Línea de Transmisión Directa, Red de Gasoductos)" (SIC) y "Dar seguimiento trimestral a la ejecución de grandes proyectos de inversión, incluida la red de gasoductos" (SIC), respectivamente, por lo que la observación persiste.

- Asimismo, la CFE indicó que: "La evaluación de la factibilidad de los proyectos de arrendamientos y todas las asociaciones, incluidas aquéllas con contratos con cláusulas take or pay o put or pay, es una función expresa de la Dirección Corporativa de Finanzas, toda vez que dicha actividad es de carácter operativa."

  Al respecto, la ASF identificó que, en el transcurso de la auditoría, el Comité de Estrategia e Inversiones proporcionó el acuerdo CEI-117/2017 del 10 de febrero de 2017 en el que estableció como prioridad de la agenda 2017: "Evaluar y proponer al Consejo de Administración el plan de inversiones de capital, oportunidades estratégicas de inversión, alianzas estratégicas, cierres y desinversiones de negocios"; y el acuerdo CEI-189/2018 del 13 de febrero de 2018 en el que indicó como una de sus prioridades de la agenda 2018: "Evaluar los esquemas de uso de activos y asociaciones estratégicas en beneficio de la CFE", entre los que se encuentran los contratos de prestación de servicios de transporte por ducto y todas las asociaciones que representen para CFE compromisos financieros de largo plazo, por lo que la observación persiste.

2018-6-90UJB-07-0502-07-010 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo en coordinación con su Consejo de Administración, defina actividades específicas para que el Comité de Estrategia e Inversiones cumpla con su obligación de dar seguimiento y supervisar los proyectos de inversión relacionados con los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural, a fin de garantizar que los proyectos se desarrollen conforme a lo programado y cumplan con los objetivos y las metas previstas, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 43, fracción V, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, así como la sección III Componentes y Principios del Sistema de Control Interno, numeral III.4 Información y Comunicación, principio 13, de los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno de CFE, sus empresas subsidiarias y empresas filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90UJB-07-0502-07-011 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo en coordinación con su Consejo de Administración, establezca la obligación, para el Comité de Estrategias e Inversiones, de evaluar la factibilidad de los proyectos de infraestructura y todas las asociaciones, incluidas aquéllas con contratos con cláusulas take or pay o put or pay, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 43, fracciones I y V, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

9. Formalización de la Unidad de Negocios de Gasoductos

En la auditoría 519-DE "Gasoductos para el Servicio de Transporte de Gas Natural" de la Cuenta Pública 2017,[117/] la Auditoría Superior de la Federación detectó que la responsable del control de los gasoductos es la "Unidad de Negocios de Gasoductos", adscrita a la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO) de la CFE. En dicha auditoría se realizó la recomendación número 2017-6-90-TVV-15-0519-01-001 en la cual la ASF recomendó: "Para que la Comisión Federal de Electricidad evalúe la autorización para crear la Unidad de Gasoductos, proponga las reformas de su "Estatuto Orgánico" y se incluyan en el "Manual de Organización General de Comisión Federal de Electricidad", con el fin de que normen las funciones y responsabilidades del personal de dicha unidad".

Al respecto, se verificó que en el Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad, publicado el 12 de abril de 2017 en el Diario Oficial de la Federación, [118/] no se encuentra definida la Unidad de Negocios de Gasoductos.

En el apartado 6.7 Maximización del Valor de los Gasoductos del documento "Principales Elementos del Plan de Negocios 2018-2022", se señala que la Unidad de Negocios de Gasoductos estará formalizada y en operación durante el primer semestre de 2018; sin embargo, la CFE no acreditó la formalización de su estructura, funciones y responsabilidades; no obstante, esta unidad de negocios está reportando información sobre los gasoductos en la presente auditoría.

La formalización de la Unidad de Gasoductos, responsable de la maximización del valor de los gasoductos, se planeó en 2018; sin embargo dicha formalización no se concretó; por lo que existió un alto riesgo de que no se garantizara el control y la transparencia en la entrega y pagos de los gasoductos; de que no existiera claridad en los roles para la generación de valor y la creación de condiciones competitivas de las operaciones con terceros, EPS y EF, y, de que no se lograra contribuir a maximizar el valor de los gasoductos. Por lo anterior, es imprescindible instrumentar las acciones para su institución formal, con el propósito de que la Unidad de Negocios de Gasoductos contribuya a que CFE alcance sus objetivos de manera eficiente, eficaz y económica; brinde información confiable y de calidad, y prevenga, disuada

117/ Auditoría de cumplimiento financiero

118/ Última actualización del Estatuto Orgánico reportada en el Diario Oficial de la Federación.

y detecte actos de corrupción relacionados con los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural.

En respuesta a la reunión de presentación de resultados finales, mediante el oficio núm. XL000/0509/2019 del 15 de octubre de 2019, CFE Corporativo proporcionó las modificaciones, publicadas el 23 de septiembre de 2019, al Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad, con las que se creó la Coordinación de Monitoreo y Análisis Operativo, adscrita a la Dirección Corporativa de Operaciones. No obstante, en las atribuciones de dicha área no se identificaron funciones relacionadas con maximizar el valor de los gasoductos y dar seguimiento a los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural. Asimismo, la CFE no manifestó que dicha Coordinación reemplazaría la Unidad de Gasoductos, por lo que la observación persiste.

Adicionalmente, la Dirección General de Auditoría de Desempeño al Desarrollo Económico emitió el oficio núm. DGADDE/474/2019 del 15 de octubre de 2019, para comunicar, a la Auditoría Interna de la CFE, los hallazgos que pudieran ser constitutivos de responsabilidades administrativas, ya que en 2018, la Unidad de Negocios de Gasoductos no se formalizó, por lo que existió un alto riesgo de que no se garantizara el control y la transparencia en la entrega y pagos de los gasoductos, y que no se lograra contribuir a maximizar el valor de los gasoductos.

2018-6-90UJB-07-0502-07-012 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo formalice en su estructura orgánica la Unidad de Negocios de Gasoductos, responsable de maximizar el valor de los gasoductos y contribuir a que CFE alcance sus objetivos de manera eficiente, eficaz y económica, relacionados con los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural, o, en su caso, asigne dichas responsabilidades a otra unidad administrativa, en cumplimiento de los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 10 y 12, fracción XV de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y del apartado 6.7 de los Principales Elementos del Plan de Negocios 2018-2022, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

10. Regulación y supervisión de la CRE a los proyectos para la contratación de la prestación de servicios de transporte de gas natural

En cuanto al proceso de aprobación de los proyectos de convocatorias y de las bases de las licitaciones públicas para suscribir contratos de prestación de servicios de trasporte de gas natural, la Comisión Reguladora de Energía acreditó que emitió sus consideraciones a efecto

de aprobar los proyectos de convocatoria y bases de licitación pública[119/] de 16 gasoductos[120/] promovidos por la CFE, los cuales incluyeron los 6 proyectos considerados como estratégicos por la SENER en el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

De acuerdo con las facultades para aprobar las tarifas máximas y los ajustes periódicos de éstas, la CRE señaló que no participó en la determinación de las tarifas pactadas entre la CFE y las empresas privadas para la prestación de servicios de transporte de gas natural, ya que son tarifas convencionales.[121/]

No obstante, tiene la atribución de aprobar las tarifas máximas (reguladas) para la prestación de servicios de gas natural. Al respecto, se identificó que en el periodo de 2013-2018, aprobó las tarifas máximas para la prestación de servicios de gas natural de 20 de los 21 proyectos promovidos por la CFE.

En relación con la emisión de títulos de permisos vigentes de los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural, en el periodo 2004-2018, la CRE otorgó 21 permisos de transporte de gas natural por medio de ductos de acceso abierto a las empresas privadas con las que CFE realizó los contratos, de los cuales 6 son estratégicos de acuerdo con la SENER.

En materia de supervisión de los permisionarios la CRE acreditó que, en el periodo 2012-2018, realizó 7 visitas a los centros de respaldo de los permisionarios a cargo de 7 de los 21 proyectos, con el objeto de conocer el cumplimiento de las obligaciones de los titulares de los permisos de transporte de gas natural de acceso abierto, de acuerdo con los títulos de permiso otorgados.

Respecto de los 14 gasoductos restantes, la CRE señaló que, depende de los recursos humanos, materiales y financieros para programar las visitas de verificación, por lo que no son visitados anualmente la totalidad de los sistemas de transporte de gas natural.

Asimismo, la CRE señaló que existen dos momentos regulatorios mediante los cuales determina criterios para elaborar el "Programa anual de visitas de verificación a los permisionarios", de acuerdo con estos criterios, los 14 proyectos de gasoductos restantes no fueron sujetos de verificación en el periodo de 2012-2018; por lo que es imprescindible que la CRE fortalezca la supervisión de los permisionarios de transporte de gas natural que

---

119/ La CRE señaló que las bases de licitación contienen, en sus anexos, un modelo de contrato, que revisa que se encuentre en cumplimiento a la regulación vigente, ya que los términos del mismo son pactados entre las partes.

120/ La CRE emitió la aprobación de 16 proyectos de licitación realizados a partir de 2014, con la entrada en vigor de la Reforma Energética.

121/ La CRE distingue dos tipos de tarifas: la convencional y la regulada. La tarifa convencional representa los cargos pactados libremente por el usuario y el permisionario para un servicio determinado. Las reguladas, por la CRE, son los cargos para los servicios de transmisión, distribución, operación de los suministradores básicos, la operación del CENACE y los servicios conexos.

suscribieron contratos con la CFE, a fin de asegurar la mayor eficiencia, eficacia y calidad en la prestación de servicios de transporte de gas natural.

Asimismo, en respuesta a la presentación de resultados finales, mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/115230/2019 del 8 de octubre de 2019, la Comisión Reguladora de Energía reiteró que depende de los recursos humanos, materiales y financieros para programar las visitas de verificación, por lo que no son visitados anualmente la totalidad de los sistemas de transporte de gas natural por medio de los ductos de acceso abierto; además, señaló que, en todo momento actuó conforme a los procedimientos (metodologías) vigentes aplicables, seleccionó la muestra representativa de los gasoductos a verificar conforme a éstas y realizó las visitas correspondientes; además, indicó que con el fin de asegurar un trato equitativo, igualitario y no indebidamente discriminatorio, en la selección de la muestra se consideran la totalidad de los sistemas de transporte de gas natural por medio de ductos de acceso abierto y no sólo aquellos relacionados con la CFE, ya que todos tienen los mismos derechos y obligaciones que derivan de los permisos para llevar a cabo la actividad de transporte, que otorga la CRE.

Este tema se profundizará en la Auditoría 1577-DE “Regulación y Supervisión en materia de Hidrocarburos” a la CRE, la cual formará parte de la tercera entrega de informes individuales de la revisión de la Cuenta Pública 2018.

11. Seguimiento de las recomendaciones derivadas de la fiscalización

En las revisiones de las cuentas públicas 2016 y 2017, la ASF realizó dos auditorías: una de cumplimiento financiero y, una financiera y de cumplimiento (Aud. Núm. 492 “Gasoductos para el Servicio de Transporte de Gas Natural” y Aud. Núm. 519-DE “Gasoductos para el Servicio de Transporte de Gas Natural”, respectivamente) a CFE Corporativo para fiscalizar la gestión financiera y operativa de los avances físicos y financieros de los recursos relacionados con la prestación de servicios de transporte de gas natural.

En este contexto, se realizó un procedimiento para analizar el estatus de las 22 recomendaciones, 2 promociones de responsabilidades administrativas sancionatorias y 3 pliegos de observaciones, derivados de la fiscalización 2016 y 2017.

Los resultados se presentan a continuación:[122/]

- En 2018, la CFE atendió las recomendaciones realizadas por la ASF derivado de las auditorías Núm. 0492 "Gasoductos para el Servicio de Transporte de Gas Natural" y Núm. 0519-DE "Gasoductos para el Servicio de Transporte de Gas Natural"; no obstante, las deficiencias detectadas en esos años persistieron en 2018: la Unidad de Gasoductos, responsable de maximizar el valor de los gasoductos, no se formalizó; y la CFE continuó con la capacidad subutilizada de los gasoductos, pagando cargos fijos irrecuperables y sin 14 centrales eléctricas a las cuales abastecer de gas natural.

Las recomendaciones al desempeño encuentran en los resultados de este informe.

12. Tarifas pagadas a los transportistas y rentabilidad de los gasoductos

a) Pago de tarifa por CFE

Con la finalidad de identificar el pago de la tarifa mensual a partir del inicio del servicio de transporte de gas natural, o por la existencia de un evento de un Caso Fortuito o Fuerza Mayor (CFFM) en el periodo pre operativo (construcción), se analizaron las contraprestaciones realizadas a los transportistas. El detalle se presenta en el cuadro siguiente:

CONTRAPRESTACIONES REALIZADAS A TRANSPORTISTAS

CARGO	DEFINICIÓN
Cargo fijo	Refleja los pagos que la CFE hará al Transportista por tener capacidad reservada disponible para la Comisión, independientemente del volumen de Gas Natural entregado.
Cargo variable	Se relaciona con los costos variables: transporte, impuestos, seguros, margen comercial, materiales consumibles, mantenimiento, costo del agua y pago de derechos por el uso de la misma.
Cargo por gas combustible	Refleja los costos de cualquier equipo que el diseño del Transportista requiera para operar el Sistema, y se determina en proporción al volumen de gas transportado. Asimismo, se relaciona con los costos por compresión necesaria para la operación del sistema, en proporción del volumen de gas que se transporta.

FUENTE: Definiciones contenidas en los contratos de prestación de servicio de gas natural, proporcionados mediante el oficio XL00/0111/2019 del 3 de abril de 2019.

En 2018, la CFE programó las contraprestaciones que debería pagar a los transportistas[123/] por los 23 gasoductos: por cargo fijo un total de 17,626,857.2 miles de pesos; por cargo variable se programó pagar 140,707.6 miles de pesos, y por cargo por gas combustible se previó el pago de 39,751.3 miles de pesos, cantidades que se compararon con lo ejercido en dicho año como se presenta a continuación:

122/ El alcance de las dos auditorías comprendió la revisión de 11 gasoductos en conjunto (6 en la auditoría 492-DE y 5 en la auditoría 519-DE).

123/ Las contraprestaciones se proporcionaron por medio de cinco bases en Excel con el oficio número. XL000/0271/2019 del 27 de junio de 2019.

- Cargo por pago fijo:

  - En 2018, se pagó a los transportistas un total de 19,036,384.0 miles de pesos, cantidad superior en 8.0% respecto de los 17,626,857.2 miles de pesos que programó, sin que la CFE acreditara las causas de las variaciones.

  - En 2018 CFE pagó 19,036,384.0 miles de pesos para 23 gasoductos por concepto de cargo fijo, el 28.8% (5,491,929.0 miles de pesos) para 6 gasoductos que presentaron Caso Fortuito y Fuerza Mayor, y el 71.2% (13,544,455.0 miles de pesos) fueron para 17 gasoductos en operación.

    De los 17 gasoductos en operación, se pagó un cargo fijo de 13,544,455.0 miles de pesos. Sin embargo, de dichos ductos únicamente se utilizó el 16.6%[124/] de la capacidad reservada por CFE, lo que significó que subutilizó el 83.4%[125/] de la capacidad, por lo que pagó 10,569,349.4 miles de pesos; de dicho pago, 3,060,083.0 miles de pesos correspondió a 4 ductos que no transportaron ningún volumen de gas natural.

- Cargo variable:

  - En 2018, se pagó 511,037.9 miles de pesos a los transportistas por cargo variable de 12 gasoductos (Ramal Empalme; Ramal Villa de Reyes; San Isidro – Samalayuca; Tamazunchale – El Sauz; Sásabe – Guaymas; El Encino – Topolobampo; El Oro – Mazatlán; Corredor Chihuahua; Tamal Topolobampo; Mayakán; Manzanillo – Guadalajara, y Naranjos Tamazunchale), cifra mayor en 263.2% respecto de los 140,707.6 miles de pesos programados. Dicho porcentaje indica que se transporta una menor cantidad de molécula de la que se había previsto; no obstante, la CFE no acreditó las causas de las variaciones registradas.

- Cargo por gas combustible:

  - En 2018, se pagaron 17,498.8 miles de pesos de cargo por gas combustible, cifra menor en 56.0% respecto de los 39,751.3 miles de pesos programados para ese año. La CFE tampoco acreditó las causas de las variaciones registradas.

b) Rentabilidad de los gasoductos por la comercialización de gas natural

A fin de conocer la rentabilidad de los proyectos de inversión en los gasoductos para las empresas privadas, la ASF calculó el indicador financiero "Tasa Interna de Retorno", el cual es útil para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones,[126/] por lo que puede

---

124/ El porcentaje se calculó con el promedio ponderado del porcentaje de la capacidad utilizada por gasoducto.

125/ El porcentaje se calculó con el promedio ponderado del porcentaje de la capacidad subutilizada por gasoducto.

126/ **Internal rate of return**, artículo disponible en https://www.immagic.com/eLibrary/ARCHIVES/GENERAL/W120622I.pdf.

considerarse como un indicador de eficiencia en el rendimiento de una inversión;[127/] también, puede definirse como: "la rentabilidad que se obtendría por la inversión".[128/]

Una inversión se considera aceptable si su TIR es mayor que su costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés),[129/] lo que indica que la inversión aporta un valor añadido a la empresa, es decir, económicamente rentable. En el caso de una inversión pública, la TIR se considera aceptable si es mayor que la Tasa Social de Descuento (TSD).[130/]

De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo, la rentabilidad mínima que el inversor espera que el proyecto le retorne con los recursos invertidos se corresponde con la Tasa Social de Descuento, definida para todos los proyectos de inversión pública.[131/] En México, la TSD es del 10.0%, actualizada por la SHCP en 2014.[132/]

Para determinar la TIR que tendrán los proyectos realizados por los transportistas de gas natural al concluir el periodo convenido, se solicitó a la CFE el análisis sobre la rentabilidad de los transportistas por la construcción y prestación del servicio de transporte de gas natural; no obstante, dentro de la información remitida, no se identificó, por lo que la ASF realizó el análisis de la TIR con base en información solicitada a los transportistas dueños de los gasoductos licitados por la CFE[133/]; el cálculo se realizó con las variables siguientes: inversión inicial realizada y los ingresos obtenidos o proyectados obtener al concluir el periodo de 25 años (duración promedio de los contratos de prestación de servicio de transporte de gas natural).

La rentabilidad promedio en moneda nacional fue de 12.83%, lo que significa 2.83% mayor que la Tasa Social de Descuento, que fue del 10.0%, y, en dólares, ésta fue de 9.38%.

127/ En contraste con el valor presente neto, que es un indicador que señala el valor o magnitud de una inversión.

128/ De la Torre Pérez y Zamarrón Alvarado, **Evaluación de Proyectos de Inversión**, Pearson Educación, México, 2002, p. 79.

129/ Es la tasa de descuento que determina el costo financiero del capital de una entidad, la cual se obtiene por ponderar la proporción de los puntos que cuestan los recursos que posee la entidad con los recursos externos, representa el costo medio de los activos, aquellos que provienen de fuentes de financiamiento, tanto de la propia entidad como externas, y que tienen un costo financiero. (WACC por sus siglas en inglés). Cfr. Colegio de Contadores Públicos de México, 2014, **Análisis del Costo Promedio Ponderado de Capital**, disponible en https://www.ccpm.org.mx/avisos/Boletin_Finanzas_sur_ok.pdf.

130/ La Tasa Social de Descuento es el costo de oportunidad de utilizar fondos para financiar un proyecto con el que se pretende medir la rentabilidad de los proyectos. (**Ibíd.**)

131/ Campos-Serebrizsky, "Tasa de descuento social y evaluación de proyectos", Banco Interamericano de Desarrollo, 2015.

132/ Cfr. SHCP, 2014, **Oficio circular No. 400.1.410.14.009**, disponible en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment /file /23409/oficio_tasa_social_de_descuento.pdf.

133/ La información fue requerida mediante los oficios núms. OAED/486/2016; OAED/487/2019; OAED/488/2019; OAED/489/2019; OAED/490/2019; OAED/491/2019; OAED/492/2019; OAED/493/2019; OAED/494/2019; OAED/495/2019; OAED/496/2019; OAED/497/2018, y OAED/498/2019 de fecha 25 de julio de 2019, así como, el OAED/518/2019 de fecha 3 de julio de 2019.

De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo, [134]/ los países desarrollados tienden a aplicar tasas de descuento social más bajas, en el rango del 3.0% a 7.0%, que los países en desarrollo, en el rango de 8.0% a 15.0%, debido al riesgo inherente a las inversiones de un país, respecto de otro. En este contexto, si se considera la inversión de las empresas privadas en dólares, la rentabilidad promedio fue de 9.38%, lo que significa que se encuentra dentro del rango de los países en desarrollo.

c) Renegociación de los gasoductos en 2019

Como hechos posteriores, en el primer semestre de 2019, la CFE anunció que renegociaría los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural que, en 2018, se reportaron en construcción: Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, Sur de Texas-Tuxpan, Samalayuca-Sásabe, La Laguna-Aguascalientes, Tula-Villa de Reyes, Tuxpan-Tula y Guaymas-El Oro (culminó su construcción en 2018, pero no transportó gas natural por caso fortuito).

El 27 de agosto de 2019, el Presidente de la República anunció que se habían concluido las renegociaciones con las empresas privadas dueñas de los gasoductos.[135]/

En este contexto, la ASF realizó un requerimiento de información, no obstante, la CFEnergía informó que: "Considerando que el requerimiento, incluye documentación e información que debe ser plenamente existente (contratos celebrados), es necesario precisar que todo documento público existente hace prueba plena de los hechos que han sido legalmente afirmados, es decir, aquéllas manifestaciones que realizan las autoridades en el ejercicio de sus funciones y las cuales se instrumentan en documento autorizado y firmado por el funcionario público, por lo que es imposible entregar documentación jurídicamente no existente o información que no sea respaldada por documentos plenos. (…) No obstante lo anterior, y a fin de atender su requerimiento (…) CFEnergía S.A. de C.V., manifiesta su voluntad de proporcionar la información y documentación que le fue requerida por la ASF, una vez que esta sea existente, es decir, que haya sido aprobada por las instancias de gobierno corporativo correspondientes, se haya formalizado y protocolizado, para lo cual, se manifiesta la voluntad de rendir un informe una vez concluida la documentación de los procesos de renegociación". [136]/

Debido a la falta de información, la ASF no estuvo en condiciones de comprobar que la CFE logró un ahorro de 4,500 millones de dólares, tal como se manifestó en el boletín de prensa de la CFE del 27 de agosto de 2019 y el Comunicado de la Presidencia de la República del 28 de agosto de 2019: "(…) la CFE obtuvo beneficios como: tarifas transparentes en el servicio

[134]/ Campos-Serebrizsky, **Tasa de descuento social y evaluación de proyectos**, Banco Interamericano de Desarrollo, 2015.

[135]/ Comisión Federal de Electricidad, **Boletín de prensa,** 2019, 27 de agosto de 2019 (CFE-BP-67/19vf).

[136]/ CFEnergía S.A. de C.V., Oficio CFEn/DIE/029/2019 del 13 de septiembre de 2019.

de transporte de gas natural, que reflejan costos reales, tarifas fijas niveladas a través del tiempo" [137]/ y "Se logra ahorro por 4 mil 500 md".[138]/

2018-6-90UJB-07-0502-07-013 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo con base en un diagnóstico de los cargos fijos pagados, implemente una estrategia para garantizar que los gasoductos a los que se les pagó el cargo fijo transporten gas natural a sus centrales eléctricas y realice las gestiones necesarias para utilizar la reserva de capacidad de los gasoductos comercializando la molécula con empresas privadas o permita el acceso abierto de su capacidad reservada por pago de la tarifa correspondientes, por medio de una temporada abierta, a fin de maximizar el valor de los gasoductos, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, así como del apartado 6.7, del documento Principales Elementos del Plan de Negocios 2018-2022, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90UJB-07-0502-07-014 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo en coordinación con su empresa filial CFEnergía, S.A. de C.V., con base en los resultados obtenidos en 2018, instrumente las medidas necesarias para contar con información completa, oportuna y accesible sobre las contraprestaciones pagadas a los transportistas por gasoductos, y sobre la operación de los gasoductos, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 157, de la Ley de la Industria Eléctrica; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, así la sección III Componentes y Principios del Sistema de Control Interno, numeral III.4 Información y Comunicación, principio 13, de los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno de CFE, sus empresas subsidiarias y empresas filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

13. Garantizar el suministro de gas natural

a) Atención de la demanda

Con el análisis de los planes de negocios 2018 de CFE Corporativo y de CFEn se corroboró que no se incluyeron indicadores para evaluar el objetivo de garantizar el suministro de gas natural a las EPS de Generación y clientes terceros. Asimismo, se constató que en el documento "(6) Indicadores de desempeño 06-feb-18", se incluyó el indicador "Participación en el mercado", del ejercicio 2017, mediante el cual se midió el porcentaje de combustible vendido respecto del demandado, sin que se especificara si con él evaluó la venta de gas

[137]/ Comisión Federal de Electricidad, **Boletín de prensa,** 2019, 27 de agosto de 2019 (CFE-BP-67/19vf).

[138]/ Presidencia de la República, **Comunicado,** 2019, 28 de agosto de 2019.

natural o de los combustibles que comercializa en conjunto;[139/] por lo que, en 2018, no dispuso de un parámetro especifico, mensurable, alcanzable, relevante, y referido a un plazo concreto[140/] para verificar en qué medida atendió la demanda de gas natural, a fin de contribuir a garantizar el abasto de dicho combustible a las EPS de generación y a terceros en 2018.

De forma supletoria, la ASF retomó información del Resultado "Compra y venta de gas natural", de este informe, con la finalidad de determinar en qué medida la CFEn atendió la demanda de gas natural por parte de las EPS de generación y terceros. Al respecto, se comparó el volumen de gas natural suministrado respecto de lo requerido; el análisis se presenta a continuación:

[139/] CFEnergía S.A. de C.V, comercializa gas natural, combustóleo, diésel y carbón, conforme con lo señalado en el Plan de Negocios de CFEnergía 2018-2022, p.17.

[140/] Criterios SMART definidos por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), en los "Estándares de Calidad para la Evaluación del Desarrollo".

ATENCIÓN DE LA DEMANDA, 2018

(GJ, Porcentajes)

Clientes	Gas natural en GigaJoules				Participación del suministro en relación con la demanda (%) d = (b/a)*100
	Demanda (a)	Participación de la demanda (%)	Suministro GJ) (b)	Diferencia entre suministro y demanda (c)= (b) – (a)	
EPS de Generación	1,035,390,870.2	62.0	711,854,603.4	(323,536,266.8)	68.8
Terceros	637,101,107.0	38.0	289,364,709.5	(347,736,397.5)	45.4
Total	1,672,491,977.2	100	1,001,219,312.9	(671,272,664.3)	59.9

FUENTE: Elaborado por la ASF, con información proporcionada por CFEnergía, mediante los oficios XL000/0096_BIS/2019 del 27 de marzo de 2019, XL000/0155/2019 del 25 de abril de 2019 y XL000/0271/2019 del 27 de junio de 2019.

1/ La cantidad máxima anual se obtuvo de las cantidades máximas diarias establecidas en los contratos de suministro multiplicada por 365.

Gj Gigajoules

En 2018, CFEn registró una demanda de gas natural de 1,672,491,977.2 GJ, de la cual 1,035,390,870.2 GJ (62.0%) fue de las EPS de Generación y 637,101,107.0 GJ (38.0%) de clientes terceros.

Asimismo, reportó que, en ese año suministró 1,001,219,321.9 GJ de gas natural, 671,272,664.3GJ menos que lo requerido, lo que significó una atención de 59.9%. De ese total, 711,854,603.4 GJ de gas natural fue suministrado a las EPS de Generación, con lo que atendió su demanda en 68.8% y 289,364,709.5 GJ de gas natural a terceros, por lo que cumplió en 45.4% su demanda.

Sin embargo, CFEn no proporcionó la documentación soporte de los reportes de la demanda de gas natural de las EPS de Generación y los clientes terceros, ni del suministro de gas natural, como se señaló en el Resultado “Compra y venta de gas natural” de este informe. Además, no explicó las causas por las cuales no logró atender el 100.0% de la demanda de gas natural.

Respecto de las problemáticas que enfrentaron las EPS de Generación en sus plantas de ciclo combinado, ante la carencia del gas natural requerido, la EPS de Generación VI indicó que debido a la restricción del gas natural, la Central Felipe Carrillo Puerto utilizó diésel para generar energía eléctrica, por lo que su costo unitario de generación fue 43.8% mayor (3.4 pesos/KWh) que los registrados por el resto de las centrales que utilizaron gas natural (1.91 pesos/KWh).[141/]

141/ Información proporcionada mediante el oficio GEN VI*DG*0443, del 29 de mayo de 2019, para la auditoria **497-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI”.**

En el informe de auditoría 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo”, que forma parte de la segunda entrega de informes individuales de la revisión de la Cuenta Pública 2018, se analizó a mayor detalle el costo de generación por tipo de combustible.

2018-4-90007-07-0502-07-001 **Recomendación**

Para que CFEnergía S.A. de C.V., defina de manera urgente una estrategia a fin de garantizar el suministro de gas natural a las EPS de Generación y a terceros, para reducir los costos de generación de energía eléctrica y que ello, a su vez, permita disminuir las tarifas eléctricas al consumidor final, en términos de los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, de la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación y del apartado III. Estrategia Comercial de CFEnergía, A. Misión, Visión y Objetivos, del Plan de Negocios de CFEnergía 2018-2022, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las acciones emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-4-90007-07-0502-07-002 **Recomendación**

Para que CFEnergía S.A. de C.V., defina en sus planes de negocios indicadores operativos suficientes, pertinentes, específicos, mensurables, alcanzables, relevantes, y referidos a un plazo concreto, a fin de evaluar en qué medida la CFEn cumplió con el objetivo de garantizar la demanda de gas natural de las EPS de Generación y clientes terceros, en términos de los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 13, fracción III, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las acciones emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-4-90007-07-0502-07-003 **Recomendación**

Para que CFEnergía S.A. de C.V., implemente medidas para fortalecer sus mecanismos de control, a fin de generar información suficiente y de calidad para evaluar la consecución de sus objetivos, a efecto de acreditar la documentación soporte de la demanda de gas natural que recibe por parte de las EPS de Generación y sus clientes terceros, en términos de los artículos los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, así como la sección III Componentes y Principios del Sistema de Control Interno, numeral III.4 Información y Comunicación, principio 13, de los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno de CFE, sus empresas subsidiarias y empresas filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

14. Compra y venta de gas natural

a) Compra de gas natural[142/]

En 2018, CFEnergía llevó a cabo la adquisición de gas natural continental[143/] y gas natural licuado,[144/] para disponer del combustible y suministrarlo a las EPS de Generación y a clientes terceros. El volumen de gas natural adquirido por CFEnergía y su costo fue el siguiente:

COMPRA DE GAS NATURAL CONTINENTAL Y GAS NATURAL LICUADO, 2018

(GigaJoules, GJ, miles de pesos)

Tipo de combustible	Volumen comprado (a)	Participación (%) c= (a/b)*100	Importe (miles de pesos) (d)	Participación (%) e= (d/b)*100	Costo promedio de la molécula por GJ f=(d/a)*1000
Gas natural continental	1,033,814,309.0	88.5	74,208,484.2	73.7	71.8
Gas natural licuado	134,804,044.2	11.5	26,547,512.7	26.3	196.9
(b)=Total	1,168,618,353.2	100.0	100,755,996.9	100.0	86.2

FUENTE: elaborado por la ASF con los archivos "3.2 Base de datos compras GN 2016 2017 2018" y "Copia de 502-DE p-17.5 Costo GNL CFEn" proporcionados por medio del oficio núm. XL000/0155/2019 del 25 de abril de 2019.

En 2018, CFEn reportó que compró 1,168,618,353.2 GJ de gas natural por un monto de 100,755,996.9 mdp, de los cuales el 88.5% fueron de gas natural continental por un monto de 74,208,484.2 mdp y el 11.5% de gas natural licuado por un monto de 26,547,512.7 mdp.

El detalle de la compra de gas natural continental y gas natural licuado, así como los costos en 2018, por proveedor, se presenta a continuación:

142/ El gas de importación que México recibe, se compone de Gas Natural Licuado (GNL) y de gas continental. EL GNL se importa mediante las terminales de regasificación de Altamira y de Manzanillo. En lo que hace a las importaciones de gas continental, éstas provienen de diversos puntos de producción de los Estados Unidos de Norteamérica, como Texas y Arizona.

143/ Para la revisión, la ASF incluyó información del volumen, los egresos e ingresos por concepto de compra y venta de gas natural licuado y de gas natural, ya que la CFEn señaló que "el gas natural licuado se descarga en terminales de regasificación en donde se almacena y se realiza el proceso de regasificación. Ya regasificado se convierte en gas natural y se transporta por los gasoductos por medio de los contratos de prestación de servicio de transporte que realizó la CFE y cedió a CFEn".

144/ El gas natural licuado (GNL) es la forma líquida del gas natural, que se obtiene mediante un proceso llamado licuefacción. Instituto Mexicano para la Competitividad, **Un puente entre dos Méxicos**, México, 2016, p. 72.

- Compra de gas natural continental

COMPRAS DE GAS NATURAL CONTINENTAL, 2018

(GigaJoules, GJ, miles de pesos, pesos)

Núm.	Empresa	Volumen (GJ) (a)	Participación (%) c = (a/b)*100	Importe (miles de pesos) (d)	Participación (%) e= (d/b)*100	Costo promedio de la molécula por GJ e= (d/a)*1000
1	CFE International (CFEi)	667,683,905.3	64.6	36,372,368.8	49.0	54.5
2	Gas del Litoral	166,463,146.7	16.1	10,365,280.8	14.0	62.3
3	Shell International	130,043,214.5	12.6	22,092,961.5	29.8	169.9
4	PEMEX Transformación Industrial	42,022,762.0	4.1	3,161,349.4	4.3	75.2
5	BP Energía	16,899,259.0	1.6	986,990.8	1.3	58.4
6	Fenosa	4,026,647.0	0.4	524,773.5	0.7	130.3
7	Cheniere	4,019,939.0	0.4	497,916.8	0.7	123.9
8	IENOVA MARKETING S. DE R.L D.E	1,300,861.9	0.1	100,982.0	0.1	77.6
9	Trafigura México S.A de C.V	1,354,573.6	0.1	105,860.6	0.1	78.2
(b)	Total	1,033,814,309.0	100.0	74,208,484.2	100.0	71.8

FUENTE: elaborado por la ASF, con el archivo "3.2 Base de datos compras GN 2016 2017 2018", proporcionado por medio del oficio núm. XL000/0155/2019 del 25 de abril de 2019.

La CFEn reportó que, en 2018, compró 1,033,814,309.0 GJ de gas natural continental a nueve empresas, por un monto de 74,208,484.2 miles de pesos; lo cual fue verificado por medio de la revisión de las facturas.

Asimismo, se identificó que, en 2018, existieron variaciones en el costo del gas natural que CFEn compró; destacan tres empresas con los costos más altos por GJ, a Shell International, le compró el 12.6% del volumen total, a un costo promedio de 169.9 pesos por GJ; a Fenosa y Cheniere les adquirió el 0.4% a un costo promedio de 130.0 pesos por GJ y, 123.9 pesos por GJ, respectivamente, en contraste, a CFE Internacional le compró el 64.6% por un monto de 54.5 pesos por GJ; al respecto, CFEn no explicó las causas de las variaciones en sus costos de compra del hidrocarburo.

- Compra de gas natural licuado

COMPRAS DE GAS NATURAL LICUADO, 2018

(GigaJoules, miles de pesos, pesos)

Núm.	Empresa	Volumen (GJ) (a)	Participación (%) C= (a/b)*100	Importe (miles de pesos) (d)	Participación (%)	Costo promedio de la molécula por GJ e= (d/a)*1000
1	Trafigura México S.A de C.V	48,716,868.0	36.1	10,240,891.3	38.6	210.2
2	Cheniere	27,048,129.0	20.1	4,704,889.9	17.7	173.9
3	Shell International	15,339,230.7	11.4	2,999,817.7	11.3	195.6
4	Gunvor International BV	14,282,703.2	10.6	3,293,459.0	12.4	230.6
5	Fenosa	7,868,655.4	5.8	1,562,775.0	5.9	198.6
6	DXT Commodities S.A.	7,752,685.3	5.8	1,530,342.2	5.8	197.4
7	Bb Energy	6,976,301.5	5.2	986,381.3	3.7	141.4
8	Glencore Energy	3,634,938.1	2.7	882,110.1	3.3	242.7
9	CFE1/	3,184,533.0	2.4	346,846.1	1.3	108.9
(b)	Total	134,804,044.2	100.0	26,547,512.6	100.0	196.9

FUENTE: elaborado por la ASF, con el archivo "Copia de 502-DE p-17.5 Costo GNL CFEn" proporcionado por medio del oficio núm. XL000/0155/2019 del 25 de abril de 2019.

1/ No se especificó a la empresa.

La CFEn reportó que, en 2018, compró 134,804,044.2 GJ de gas natural licuado a nueve empresas, por un monto de 26,547,512.6 miles de pesos.

En 2018, existieron variaciones en el costo del gas natural licuado que CFEn compró; destacan tres empresas con los costos más altos por GJ, a Glencore Energy, le compró el 2.7% del total a un costo promedio 242.7 pesos; a Gunvor Inernational BV, le compró el 10.6% a un costo promedio de 230.6 pesos por GJ y, a Trafigura México S.A de C.V, el 36.1% a un costo promedio de 210.2 pesos por GJ, mientras que a CFE le compró el 2.4% a un precio de 108.9 pesos por GJ; al respecto, se solicitaron las causas de dichas variaciones en los costos de gas natural que CFEn adquirió en ese año; sin embargo, CFEn no explicó dichas variaciones.

Con el análisis de la información proporcionada por CFE Internacional, respecto del volumen y monto que vendió a CFEn en 2018, se identificó lo siguiente:

DIFERENCIAS REPORTADAS POR CFENERGÍA (CFEn) Y CFEINTERNACIONAL (CFEi), RESPECTO DEL GAS NATURAL CONTINENTAL QUE CFEn COMPRÓ A CFEi, 2018

Empresa	GJ	Monto reportado en pesos
CFEn compró a CFEi	667,683,905.3	36,372,368.8
CFEi vendió a CFEn	651,341,636.0	33,722,983.0 1/
Diferencia	16,342,269.3	2,649,385.8

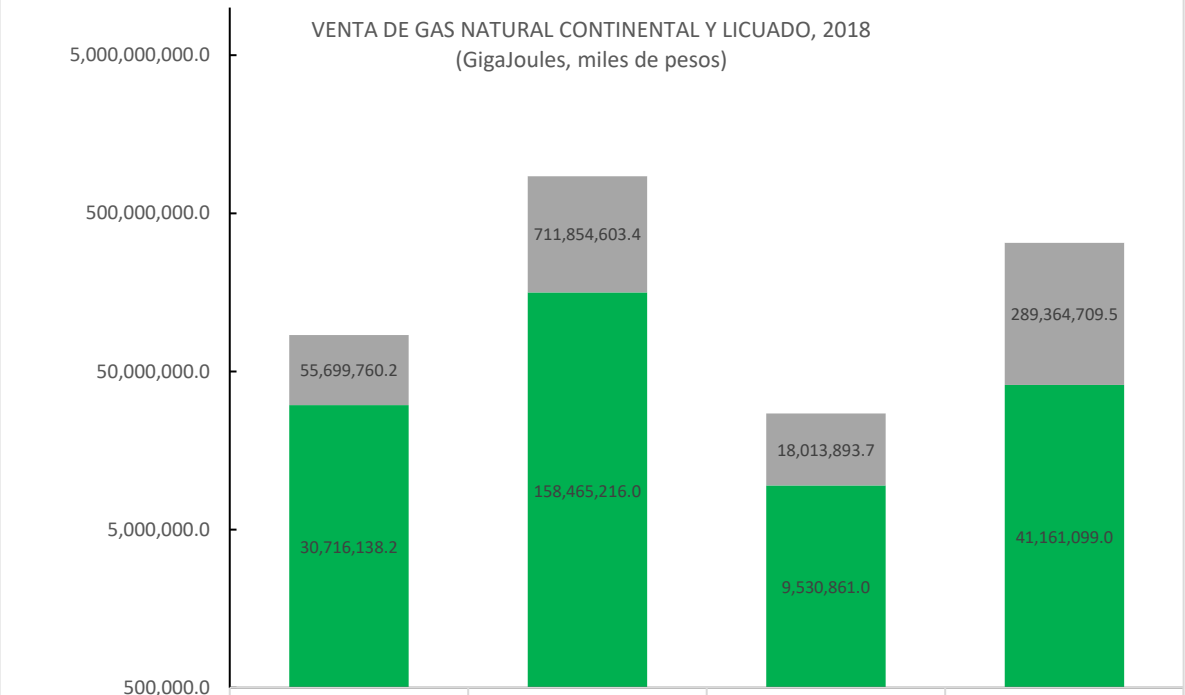
FUENTE: elaborado por la ASF con información de las bases de datos "3.2 Base de datos compras GN 2017 2018", "Comercialización17-18", proporcionadas con los oficios núm. XL000/0096_BIS/2019 del 27 de marzo de 2019 y DCI/001/05/103/2019 del 15 de mayo de 2019.

1/ El ingreso de CFE Internacional se calculó multiplicando el total del ingreso de 1,753,002,888.5 dólares por el precio promedio del dólar de 19.2372661 en 2018.

En 2018, CFEi reportó que vendió 651,341,636.0 GJ de gas natural a CFEn, por un monto de 33,722,983.0 miles de pesos; sin embargo, se identificaron diferencias con la información proporcionada por CFEn, ya que ésta última reportó que adquirió a CFEi 667,683,905.3GJ de gas natural; por lo que, se observó una diferencia de 16,342,269.3 GJ de gas natural, sin que CFEn indicara las causas de la variación.

b) Venta de gas natural

En 2018, CFEn vendió a las EPS de Generación y a clientes terceros gas natural continental y gas natural licuado; el análisis se presenta a continuación:



	Ingresos EPS de Generación	GJ EPS de CFE Generación	Ingresos de terceros	GJ a terceros
Total	86,415,898.4	870,319,819.4	27,544,754.7	330,525,808.5
Gas Natural	55,699,760.2	711,854,603.4	18,013,893.7	289,364,709.5
Gas natural licuado	30,716,138.2	158,465,216.0	9,530,861.0	41,161,099.0

FUENTE: elaborado por la ASF, con los archivos "Copia de 502-DE p-17.5 Costo GNL CFEn" y "3.2 Base de datos compras GN 2016 2017 2018", proporcionado por medio del oficio núm. XL000/0155/2019 del 25 de abril de 2019.

En 2018, CFEn registró que vendió 1,200,845,627.9 GJ de gas natural, de ese total, 870,319,819.4 GJ se vendieron a las EPS de Generación (72.5%) y 330,525,808.5 GJ a clientes terceros (27.5%).

De los 870,319,819.4 GJ vendidos a las EPS de Generación, 711,854,603.4 GJ fueron gas natural continental y 158,465,216.0 GJ de gas natural licuado. En cuanto a los 330,525,808.5 GJ vendidos a clientes terceros, 289,364,709.5 GJ fueron de gas natural continental y 41,161,099.0 GJ de gas natural licuado.

En 2018, CFE registró que, por la venta de 1,200,845,627.9 GJ, obtuvo ingresos por 113,960,653 mdp, de ese total, 86,415,898.4 mdp fueron por la venta de gas natural a las EPS de Generación y 27,544,754.7 mdp por la venta del hidrocarburo a clientes terceros.

En ese año, se obtuvieron ingresos por 73,713,653.9 mdp por la venta de gas natural continental y 40,246,999.2 mdp por la venta de gas natural licuado.

El detalle de la venta de gas natural continental y gas natural licuado se presenta a continuación:

- Venta de gas natural continental y gas natural licuado a las EPS de Generación

El análisis de la venta de gas natural continental a las EPS de Generación, se presenta a continuación:

VENTA DE GAS NATURAL CONTINENTAL A LAS EPS DE GENERACIÓN, 2018

(GigaJoules, GJ, miles de pesos, pesos, porcentajes)

EPS de Generación	Cantidad vendida (GJ) (a)	Participación de la cantidad vendida (%) (b)= (a/total)*100	Ingreso por la venta (c)	Participación de los ingresos (d)=(c/subtotal)*100	Precio promedio de la molécula (e)= (c*1000/a)
EPS Generación II	129,425,354.6	18.2	9,509,049.2	17.1	73.5
EPS generación VI	96,875,881.5	13.6	6,164,607.4	11.1	63.6
EPS Generación I	85,748,059.0	12.0	6,777,564.3	12.2	79.0
EPS Generación III	68,643,540.0	9.6	3,146,172.6	5.6	45.8
EPS Generación IV	48,877,209.3	6.9	2,167,552.4	3.9	44.3
Subtotal	429,570,044.4	60.3	27,764,945.9	49.8	64.6
EPS GEN V (Productores independientes)	282,284,559.0	39.7	27,934,814.3	50.2	99.0
Subtotal	282,284,559.0	39.7	27,934,814.3	50.2	99.0
Total	711,854,603.4	100.0	55,699,760.2	100.0	78.2

FUENTE: elaborado por la ASF, con las bases de datos proporcionadas por CFE Corporativo y CFEnergía, mediante el oficio XL000/0096_Bis/2019 del 27 de marzo de 2019.

En 2018, CFEn reportó que vendió 711,854,603.4 GJ de gas natural; 429,570,044.4 GJ (60.3%) a las EPS de Generación I, II, III, IV y VI, y 282,284,559.0 GJ (39.7%) a la EPS de Generación V (Productores Independientes de Energía).

Asimismo, se identificó que, en 2018, existieron variaciones en el precio del gas natural continental que CFEn vendió a las EPS de Generación; destacan tres empresas con los precios más altos por GJ, a la Generación V, le vendió 282,284,559.0 GJ, a un precio promedio de 99.0 pesos por GJ; a la Generación I 85,748,059.0 GJ a un precio promedio de 79.0 pesos por GJ y, a Generación II, 129,425,354.6 GJ a un precio promedio de 73.5 pesos por GJ; al respecto, se solicitaron las causas de dichas variaciones en los precios de gas natural continental que CFEn vendió en ese año; sin embargo, la empresa filial no explicó las causas.

Respecto de la venta de gas natural licuado a las EPS de Generación, se observó lo siguiente:

VENTA DE GAS NATURAL LICUADO A LAS EPS DE GENERACIÓN, 2018

(GigaJoules, GJ, miles de pesos, pesos, porcentajes)

EPS de Generación	Cantidad vendida (GJ) (a)	Participación de la cantidad vendida (%) (b)= (a/total)*100	Ingreso por la venta (c)	Participación de los ingresos (d)=(c/subtotal)*100	Precio promedio de la molécula (e)= (c*1000/a)
GEN III	86,207,131.0	54.4	18,073,903.5	58.8	209.7
GEN II	31,144,705.5	19.7	5,054,131.3	16.5	162.3
GEN I	20,117,833.5	12.7	3,797,442.6	12.4	188.8
GEN IV	14,692,745.0	9.3	3,022,288.4	9.8	205.7
GEN VI	3,856,450.0	2.4	601,911.6	2.0	156.1
Subtotal	156,018,865.0	98.5	30,549,677.4	99.5	195.8
GEN V (CFE)	2,446,351.0	1.5	166,460.8	0.5	68.0
Subtotal	2,446,351.0	1.5	166,460.8	0.5	68.0
Total	158,465,216.0	100	30,716,138.2	100.0	193.8

FUENTE: elaborado por la ASF, con el archivo "Copia de 502-DE p-17.5 ingreso GNL CFEn" proporcionado por medio del oficio núm. XL000/0155/2019 del 25 de abril de 2019.

En 2018, CFEn reportó que vendió 158,465,216.0 GJ de gas natural licuado; 156,018,865.0 GJ (98.5%) a las EPS de Generación I, II, III, IV y VI, y 2,446,35.0 GJ (1.5%) a la EPS de Generación V (Productores Independientes de Energía).

Asimismo, se identificó que, en 2018, existieron variaciones en el precio del gas natural licuado que CFEn vendió a las EPS de Generación; destacan tres empresas con los precios más altos por GJ, a la Generación III, le vendió el 54.4%, a un precio promedio de 209.7 pesos por GJ; a la Generación IV el 9.3% a un costo promedio de 205.7 pesos por GJ y, a Generación I, el 12.7% a un costo promedio de 188.8 pesos por GJ, mientras que a generación V, le vendió el 1.5% a un precio de 68.0 pesos por GJ; al respecto, se solicitaron las causas de dichas variaciones en los precios de gas natural licuado que CFEn vendió en ese año; sin embargo, la empresa filial no explicó las causas.

- Venta de gas natural continental y gas licuado a clientes terceros

El análisis de la venta de gas natural continental a clientes terceros, se presenta a continuación:

VENTA DE GAS NATURAL CONTINENTAL A CLIENTES TERCEROS, 2018

(GigaJoules, GJ, miles de pesos, pesos, porcentajes)

Núm.	Empresa	Suministrada (GJ) (a)	Participación del suministro (%) b=(total suministrado/a)*100	Ingresos (c)	Participación de los ingresos (%) (d)= (total de ingreso /c)*100	Precio promedio de la molécula (e)= (d*1000)/a
1	Shell International Trading Middle East	132,984,904.8	45.96	7,512,763.4	41.71	56.5
2	Arcelormittal México, S.A. de C.V. (9)	48,101,024.5	16.62	3,046,182.8	16.91	63.3
3	Trafigura México, S.A. de C.V. (6)	44,887,694.9	15.51	2,895,170.4	16.07	64.5
4	BP Energía México, S. de R.L. de C.V. (5)	29,470,572.7	10.18	1,859,171.1	10.32	63.1
5	Compañía Comercializadora de Hidrocarburos y Gas Natural (CHGN), S. de R.L. de C.V. (7)	19,844,230.5	6.86	1,441,569.4	8.00	72.6
6	EVM Energía del Valle de México, S.A.P.I. de C.V. (10)	7,820,336.8	2.70	569,352.9	3.16	72.8
7	Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) (11)	2,190,505.0	0.76	464,260.7	2.58	211.9
8	Internacional de Cerámica, S.A.B. de C.V. (13)	1,240,705.8	0.43	36,338.1	0.20	29.3
9	Iberdrola Energía Baja California, S.A. de C.V. (3)	1,046,480.4	0.36	74,610.3	0.41	71.3
10	Iberdrola Energía Tamazunchale, S.A de C.V. (2)	481,423.9	0.17	32,246.8	0.18	67.0
11	Energas de México S.A. de C.V.	454,853.2	0.16	36,756.1	0.20	80.8
12	Iberdrola Energía del Golf, S.A. de C.V. (4)	352,528.6	0.12	24,237.8	0.13	68.8
13	Emerging America Inmobiliaria, S.A de C.V. (1)	297,527.1	0.10	11,282.9	0.06	37.9
14	Gas natural del Noroeste S.A. de C.V.	90,095.8	0.03	5,931.8	0.03	65.8
15	Recubrimientos Interceramic, S.A de C.V. (14)	65,742.4	0.02	2,760.4	0.02	42.0
16	Gas Natural Servicios, S.A de C.V. (12)	36,083.1	0.01	1,258.8	0.01	34.9
Total		289,364,709.5	100.0	18,013,893.7	100.0	68.4

FUENTE: elaborado por la ASF, con información proporcionada por CFEnergía, mediante el oficio XL000/0096_BIS/2016 del 27 de marzo de 2019.

Nota: La participación de los ingresos se presenta con dos decimales, con la finalidad de indicar los porcentajes para las cantidades más bajas, de lo contrario se presentarían en cero.

De los 289,364,709.5 GJ de gas natural continental vendido a terceros, el 45.96% (132,984,904.8 GJ) se vendió a Shell International Trading Middle East, con ingresos por

7,512,763.4 miles de pesos, que a su vez representaron el 54.04% de los ingresos totales. Las 15 compañías restantes compraron el 49.25% del gas natural que vendió CFEn.

Asimismo, se identificó que, en 2018, existieron variaciones en el precio del gas natural continental que CFEn vendió a los clientes terceros; destacan tres empresas con los precios más altos por GJ, a CENAGAS, le vendió el 0.76% a un precio promedio de 211.9 pesos por GJ; a Energas de México S.A. de C.V, le vendió el 0.16% a un costo promedio de 80.8 pesos por GJ y, a EVM Energía del Valle de México, S.A.P.I. de C.V, le vendió el 2.7% un costo promedio de 72.8 pesos por GJ, mientras que a Gas Natural Servicios, S.A de C.V., le vendió el 0.01% a un precio de 34.9 pesos por GJ; al respecto, se solicitaron las causas de dichas variaciones en los precios de gas natural continental que CFEn vendió en ese año; sin embargo, no explicó las causas.

El análisis de la venta de gas natural licuado a clientes terceros, se presenta a continuación:

VENTA DE GAS NATURAL LICUADO A CLIENTES TERCEROS, 2018

(GigaJoules, GJ, miles de pesos, pesos, porcentajes)

Núm.	Empresa	Suministrada (GJ) (a)	Participación del suministro (%) b=(total suministrado/a)*100	Ingresos (c)	Participación de los ingresos (%) (d)= (total de ingreso /c)*100	Precio promedio de la molécula (e)= (d*1000)/a
1	CENAGAS	26,872,903.1	65.3	6,434,957.5	67.5	239.5
2	PEMEX Transformación Industrial (PETRI)	13,177,697.8	32.0	2,878,053.3	30.2	218.4
3	BP Energía México S de RL de CV	580,804.2	1.4	107,291.2	1.1	184.7
4	Trafigura México S.A de C.V	318,963.6	0.8	65,435.6	0.7	205.2
5	Energas de México S.A de C.V	210,730.3	0.5	45,123.4	0.5	214.1
	Total	41,161,099.0	100.0	9,530,861.0	100.0	231.6

FUENTE: elaborado por la ASF, con el archivo "Copia de 502-DE p-17.5 ingreso GNL CFEn" proporcionado por medio del oficio núm. XL000/0155/2019 del 25 de abril de 2019.

En 2018, CFEn vendió 41,161,099.0 GJ de gas natural licuado, el 45.96% (26,872,903.1 GJ) de gas natural licuado se vendió a CENAGAS, por lo que tuvo ingresos por 6,434,957.5 miles de pesos, que a su vez representaron el 67.5% de los ingresos totales. Las cuatro compañías restantes compraron el 34.7% del gas natural licuado que vendió CFEn.

Asimismo, se identificó que, en 2018, existieron variaciones en el precio del gas natural licuado que CFEn vendió a los clientes terceros; destacan tres empresas con los precios más altos por GJ, a CENAGAS, le vendió el 65.3%, a un precio promedio de 239.5 pesos por GJ; a PETRI, le vendió el 32.0% a un precio promedio de 218.4 pesos por GJ y, a Energas de México S.A de C.V, le vendió el 0.5% a un precio promedio de 214.1 pesos por GJ; mientras que a BP Energía México S. de RL. de CV. le vendió el 1.4% a un precio de 184.7 pesos por GJ; al respecto, se solicitaron las causas de dichas variaciones en los precios de gas natural licuado que CFEn vendió en ese año; sin embargo, no explicó las causas.

c) Comparativo entre el volumen de gas natural comprado y vendido

Con el análisis del volumen de gas natural comprado y vendido se identificó lo siguiente:

VOLUMEN DE GAS NATURAL COMPRADO Y VENDIDO EN 2018

(GigaJoules)

Año	Compra (GJ) (a)	Venta (GJ) (b)	Diferencia entre la compra y venta (GJ) C= b-a
Gas natural continental	1,033,814,309.0	1,001,219,312.9	(32,594,996.1)
Gas natural licuado	134,804,044.2	199,626,315.0	64,822,270.8
Total	1,168,618,353.2	1,200,845,627.9	32,227,274.7

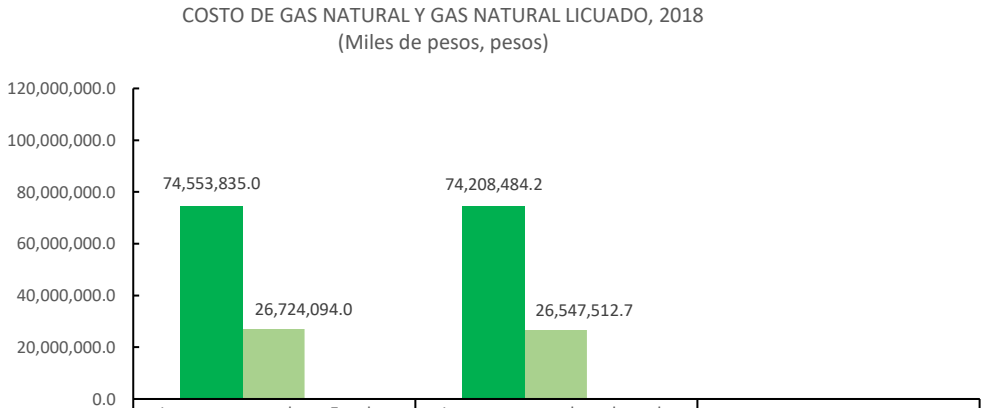
FUENTE: elaborado por la ASF con información de las bases de datos "3.2 Base de datos compras GN 2017 2018", "Anexo 1-GENCOS 2017- 2018" y "Copia de 502-DE p-17.5. Ingresos GN CFEn", proporcionadas con los oficios núm. XL000/0096_BIS/2019 del 27 de marzo de 2019 y núm. XL000/0155/2019 25 de abril de 2019.

En 2018, CFEn reportó que compró 1,033,814,309.0 GJ de gas natural continental y vendió 1,001,219,312.9 GJ, por lo que se observó que vendió 32,594,996.1 GJ de gas natural menos de lo adquirido en ese año.

Asimismo, se identificó que, respecto al gas natural licuado, CFEn vendió 64,822,270.8 GJ de gas natural licuado más de lo que adquirió en ese año (134,804,044.2 GJ de gas natural licuado), sin que, para ambos casos, la empresa filial acreditara las causas de la variación.

d) Diferencias en la información

Con el análisis de los Estados Financieros Dictaminados de 2018, se identificaron diferencias con la información que la CFEn proporcionó para la auditoría, el detalle se presenta a continuación:



	Importe reportado en Estados Financieros (miles de pesos)	Importe reportado en base de datos (miles de pesos)	Diferencia
Gas natural continental	74,553,835.0	74,208,484.2	345,350.80
Gas natural licuado	26,724,094.0	26,547,512.7	176,581.30
Total gas natural	101,277,929.0	100,755,996.9	521,932.10

FUENTE: elaborado por la ASF con los archivos "3.2 Base de datos compras GN 2016 2017 2018" y "Copia de 502-DE p-17.5 Costo GNL CFEn" proporcionados por medio del oficio núm. XL000/0155/2019 del 25 de abril de 2019 y con los Estados Financieros de CFEnergía, proporcionados mediante el oficio XL000/0346/2019 del 19 de julio de 2019.

En 2018, CFEn reportó en sus Estados Financieros Dictaminados un ingreso por la compra de gas natural de 101,277,929.0 mdp, 521,932.1 mdp más que los 100,755,996.9 mdp registrados en sus bases de datos que proporcionó a la ASF.

Asimismo, registró 74,553,835.0 mdp de ingresos por la compra de gas natural continental, lo cual difiere en 345,350.8 mdp más que lo reportado en sus bases de datos por un monto de 74,208,484.2 mdp; respecto al gas natural licuado, CFEn reportó en sus estados financieros un monto de 26,724,094.0 mdp dicha cifra fue superior en 176,581.3 mdp respecto a los 26,547,512.7 mdp reportados en sus bases de datos.

En general, se constató que los sistemas de información de CFEn no garantizaron que la información relacionada con la compra y venta de gas natural se procesara de tal forma que apoyara la toma de decisiones y asegurara su calidad y consulta periódica para que los datos almacenados respondieran a las necesidades de información y estuvieran en condiciones de cumplir con el principio de máxima publicidad, por lo que dicha información no fue completa, oportuna y accesible y que favoreciera la rendición de cuentas.

2018-4-90007-07-0502-07-004 **Recomendación**

Para que CFEnergía S.A. de C.V., implemente los controles necesarios para que sus sistemas de información garanticen que la información relacionada con la compra y venta de gas natural se procese de tal forma que apoye la toma de decisiones y asegure su calidad y consulta periódica para que los datos almacenados respondan a las necesidades de información y estén en condiciones de cumplir con el principio de máxima publicidad, a fin de rendir cuentas sobre el cumplimiento de su objetivo de garantizar el suministro de gas natural, a precios competitivos, a las EPS de generación y a clientes terceros, en cumplimiento de los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 157, de la Ley de la Industria Eléctrica y de la sección III Componentes y Principios del Sistema de Control Interno, numeral III.4 Información y Comunicación, principio 13, de los Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno de CFE, sus empresas subsidiarias y empresas filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

15. Capacidad utilizada y cargos fijos

Con la finalidad de identificar la capacidad utilizada por CFEn en 2018, respecto de la capacidad reservada en cada uno de los 17 gasoductos reportados en operación,[145/] la ASF solicitó a CFE Corporativo y a CFEn el reporte con la capacidad reservada. El análisis se presenta a continuación.

- Información proporcionada por CFEnergía

CFEnergía proporcionó 12 reportes denominados “Contrato Maestro de Optimización y Administración de Capacidad de Transporte por ducto, almacenamiento y regasificación de gas natural y GNL, Rendición de cuentas”, correspondiente a 2018, uno por cada mes de 2018. En los reportes de julio a diciembre incluyó la capacidad liberada contractual, la porción de la capacidad liberada efectivamente utilizada y la capacidad de transporte no utilizada; sin embargo, no proporcionó la capacidad total del ducto reservada por CFE.

De los reportes de enero a junio sólo se incluyó información de los montos pagados por concepto de cargo fijo por reserva de capacidad, cargo por distribuidora, SISTRANGAS, comercializadora y transporte EUA, y facturación a cuenta y orden CFE; sin indicar la capacidad reservada, utilizada y subutilizada en 2018.

CFEnergía S.A. de C.V., en el transcurso de la auditoría, acreditó que, instruyó las acciones de control necesarias para que, a partir del segundo semestre de 2018, en los reportes de rendición de cuentas se incluyera la capacidad utilizada y no utilizada por contrato de prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto, dicha información fue

[145/] El detalle de los 17 gasoductos se presenta en el Resultado “Avance de los gasoductos licitados y formalizados” de este informe de auditoría.

verificada por la ASF; adicionalmente, la empresa proporcionó los reportes del primer trimestre de 2019, los cuales incluyen, entre otra, la información antes descrita, con lo que se solventa lo observado.

- CFE Corporativo

CFE Corporativo proporcionó la capacidad reservada, utilizada y subutilizada de los gasoductos contratados para la prestación de servicios de gas natural, como se presenta a continuación:

CAPACIDAD UTILIZADA DE LOS GASODUCTOS DE LA CFE, 2018

(Miles de Millones de Pies Cúbicos Anuales, MMPCA, miles de pesos)

Núm.	Gasoducto	Capacidad Total del ducto (a)	Capacidad reservada por CFE (b)	Capacidad utilizada al año (c)	Capacidad subutilizada d= b-c	Porcentaje de la capacidad utilizada e= c/b*100	Porcentaje de la capacidad subutilizada f= d/b*100	Cargo fijo 2018 (g)	Cargo fijo de la capacidad utilizada (h)=c*g/b	Cargo fijo de la capacidad subutilizada (i)= d*g/b	Porcentaje del cargo fijo de la capacidad utilizada (%) j= h/g*100	Porcentaje del cargo fijo de la capacidad subutilizada (%) k= i/g*100	Nombre de la EPS, cliente o gasoducto al que se interconecta
1	Naranjos-Tamazunchale	161,695.0	161,695.0	149,285.0	12,410.0	92.3	7.7	1,075,591.2	993,040.2	82,551.0	92.3	7.7	C.C.C. Tamazunchale, CFE El Sauz. CFE Tula CC, CFE Salamanca I, CFE Salamanca Cogeneración, Capacidad Excedente Naranjos - Tamazunchale
2	Tamazunchale-El Sauz	229,950.0	229,950.0	98,060.9	131,889.1	42.6	57.4	3,221,785.9	1,373,912.7	1,847,873.2	42.6	57.4	CCC Tula, Repoteciación el Sauz, Salamanca Fase I, Valle de Mexico, Jorge Luque, Interconexión con Gasoducto Naranjos-Tamazunchale
3	Manzanillo-Guadalajara	299,300.0	299,300.0	122,687.5	176,612.6	41.0	59.0	1,440.9	590.6	850.3	41.0	59.0	Centrales Manuel Álvarez Moreno y Manzanillo II, SISTRANGAS, Tecoman, Atenquique, y Centro Logístico
4	Mayakán	92,710.0	88,695.0	21,900.0	66,795.0	24.7	75.3	165,146.5	40,776.9	124,369.6	24.7	75.3	C.C. Energía Campeche, C.C. Mérida III, C.T. Mérida II, C.C. Valladolid, C.C. Valladolid III, Interconexión SISTRANGAS
5	Corredor Chihuahua	310,250.0	310,250.0	49,640.0	260,610.0	16.0	84.0	1,033,752.0	165,400.3	868,351.7	16.0	84.0	CC Norte II, CC Chihuahua, TG El Encino, Norte IV, Norte V Norte VI. Interconexión gasoducto Ojinaga - Encino
6	Sásabe-Guaymas	281,050.0	281,050.0	42,588.2	238,461.8	15.2	84.8	1,075,342.5	162,949.3	912,393.2	15.2	84.8	C.T. Puerto Libertad, Ramal Empalme Interconexión Gasoducto Guaymas-El Oro
7	Ramal Empalme	82,490.0	82,490.0	10,966.7	71,523.3	13.3	86.7	35,543.5	4,725.4	30,818.1	13.3	86.7	C.C.C Empalme I y C.C.C Empalme II
8	Ramal Villa de Reyes	100,740.0	100,740.0	11,088.7	89,651.3	11.0	89.0	22,571.4	2,484.5	20,086.9	11.0	89.0	C.T. Villa de Reyes
9	El Oro-Mazatlán	73,730.0	73,730.0	5,347.3	68,382.8	7.3	92.7	302,991.6	21,974.4	281,017.2	7.3	92.7	C.T. Mazatlán Interconexión con el gasoducto El Encino - Topolobampo
10	San Isidro-Samalayuca	487,275.0	414,275.0	28,999.3	385,275.8	7.0	93.0	112,481.7	7,873.7	104,608.0	7.0	93.0	C.C.C. Norte III, Gasoducto Samalayuca-Sásabe, Gasoducto Tarahumara Pipeline, Interconexión Gasoductos de Chihuahua.
11	El Encino-Topolobampo	244,550.0	244,550.0	15,508.9	229,041.2	6.3	93.7	2,942,870.0	186,630.7	2,756,239.3	6.3	93.7	Ramal Topolobampo, Interconexión Gasoducto El Oro-Mazatlán
12	Ojinaga-El Encino	494,940.0	494,940.0	24,747.0	470,193.0	5.0	95.0	494,782.4	24,739.1	470,043.3	5.0	95.0	Gasoducto Tarahumara Pipeline (Corredor Chihuahua, Gasoducto El Encino-Topolobampo, Interconexión Gasoducto El Encino-La Laguna.
13	Ramal Topolobampo	244,550.0	244,550.0	189.8	244,360.2	0.1	99.9	10,072.4	7.8	10,064.6	0.1	99.9	42 CC Noroeste (Topolobampo II), 45 CC Topolobampo (Topolobampo III), Interconexión con el gasoducto El Encino-Topolobampo
14	Ramal Hermosillo	58,400.0	36,500.0	0.0	36,500.0	0.0	100.0	29,862.0	0.0	29,862.0	0.0	100.0	C.C.C Hermosillo I y Gasoducto Naco Hermosillo
15	El Encino-La Laguna	609,550.0	547,500.0	0.0	547,500.0	0.0	100.0	1,095,481.4	0.0	1,095,481.4	0.0	100.0	Gasoducto La Laguna-Aguascalientes
16	Guaymas-El Oro	186,150.0	186,150.0	0.0	186,150.0	0.0	100.0	1,251,765.5	0.0	1,251,765.5	0.0	100.0	Gasoducto El Oro-Mazatlán
17	Morelos	123,005.0	116,800.0	0.0	116,800.0	0.0	100.0	682,974.1	0.0	682,974.1	0.0	100.0	CC Centro I, CC Centro II, Interconexión SISTRANGAS
	Total	4,080,335.0	3,913,165.0	581,009.1	3,332,155.9	16.6	83.4	13,554,455.0	2,985,105.6	10,569,349.4	16.6	83.4	

FUENTE: Elaborado por la ASF con información proporcionada por CFE, mediante el oficio XL000/0429/2019 del 6 de septiembre de 2019.

1/ La capacidad total del ducto, capacidad reservada y la capacidad subutilizada, se calculó con la capacidad total del ducto en MMPCD por 365.

Los 17 gasoductos, que concluyeron su construcción en 2018, tuvieron una capacidad reservada por 3,913,165.0 Miles de Millones de Pies Cúbicos Anuales (MMPCA); el detalle se presenta a continuación:

- Cuatro gasoductos (Ramal Hermosillo, El Encino-La Laguna; Guaymas–El Oro y Morelos) reportaron 0.0% de capacidad utilizada.

- Los 13 restantes, su capacidad utilizada en conjunto fue de 581,009.1 MMPCA.

- En total se utilizó el 16.6% (581,009.1 MMPCA) de la capacidad total reservada de 3,913,15.0 MMPCA, por lo que la capacidad subutilizada fue de 3,332,155.9 MMPCA (83.4%), lo que implica que el costo por no utilizar la capacidad reservada fue de 10,569,349.4 miles de pesos (83.4% de los cargos fijos pagados).

2018-4-90007-07-0502-07-005 **Recomendación**

Para que CFEnergía S.A. de C.V., implemente una estrategia urgente, que le permita optimizar la totalidad de la capacidad reservada de los gasoductos en operación, a fin de no continuar pagando cargos fijos irrecuperables, en detrimento de las finanzas de la CFE y de su objetivo de generar rentabilidad y valor económico para el Estado, de conformidad con lo establecido en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, así como en el punto 2 "Fin y propósito del contrato", numeral 2.1 Optimización, inciso a del "Contrato Maestro de Optimización y Administración de Capacidad de Transporte por ducto, almacenamiento, y regasificación de gas natural y GNL", e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

Consecuencias Sociales

Los contratos para la prestación de servicios de transporte de gas natural suscritos por la CFE, bajo la modalidad de asociación público-privada, en el periodo 1997-2017, tuvieron el propósito de contribuir a satisfacer la demanda de gas natural para la generación de energía eléctrica y garantizar la alta calidad en la prestación del servicio de transporte, a fin de generar energía eléctrica a menores costos y menos contaminante; no obstante, las deficiencias en la planeación, programación, regulación, implementación y supervisión de la estrategia de la expansión de gasoductos y de las centrales eléctricas, provocó que, a la fecha, la estrategia no cumpla con sus objetivos y metas de manera eficaz, eficiente, económica y con calidad.

En este contexto, la satisfacción de la demanda de gas natural a las empresas de generación de electricidad de CFE fue de 68.8% y a clientes terceros de 45.4%, por lo que de continuar esta situación se corre el riesgo de que la generación de electricidad utilice insumos más caros y menos amigables con el ambiente, lo que provocará un aumento en los costos de generación de electricidad y, a su vez, un incremento en las tarifas eléctricas de 43.4 millones de usuarios de los sectores doméstico, comercial, de servicios, agrícola, y de mediana y gran industria.

Asimismo, de continuar subutilizando la capacidad de los gasoductos, la CFE continuará pagando cargos fijos irrecuperables, en detrimento de las finanzas de la CFE y de su objetivo de generar rentabilidad y valor económico para el Estado.

Buen Gobierno

Impacto de lo observado por la ASF para buen gobierno: Liderazgo y dirección, Planificación estratégica y operativa, Controles internos y Vigilancia y rendición de cuentas.

Resumen de Resultados y Acciones

Se determinaron 15 resultados, de los cuales, en 3 no se detectaron irregularidades y uno fue solventado por la entidad fiscalizada antes de la emisión de este Informe. Los 11 restantes generaron:

19 Recomendaciones al Desempeño.

Adicionalmente, en el transcurso de la auditoría se emitió(eron) oficio(s) para solicitar la intervención del Órgano Interno de Control y de la(s) autoridad(es) recaudatoria(s) con motivo de 4 irreguaridad(es) detectada(s).

Dictamen

El presente se emite el 15 de octubre de 2019, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada con el fin de fiscalizar el cumplimiento del objetivo de la Comisión Federal de Electricidad en el transporte y suministro de gas natural. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

En el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2007-2012, el Gobierno Federal indicó que la expansión de centrales eléctricas de generación que utilizan gas natural como insumo ofrecen mayor eficiencia y menores costos de inversión, por ello resulta indispensable desarrollar infraestructura de transporte de gas natural para suministrar a las centrales generadoras. Para atender esta problemática, desde 1997, la CFE impulsó el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte de gas natural, con la finalidad de contar con un combustible más barato que permita reducir los costos de generación de electricidad.

Ante la insuficiencia de recursos, la CFE decidió optar por la contratación de servicios de transporte, transfiriéndole al transportista los compromisos de inversión, desarrollo y operación de los sistemas.

Después de la Reforma Energética de 2013, la CFE, como Empresa Productiva del Estado (EPE), continuó con la promoción del desarrollo de gasoductos y de centrales eléctricas, mediante procesos de licitación y adjudicación de contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural con la iniciativa privada. Además, se introdujo la noción de un mercado eléctrico

que adquiere sus combustibles en función del mercado en su conjunto; por ello, en 2015, se creó la empresa filial de suministro y comercialización de combustibles, denominada CFEnergía (CFEn), Sociedad Anónima de Capital Variable (S.A. de C.V.), la cual tiene como objetivo principal garantizar el suministro de combustibles a las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de generación de la CFE y a terceros.

Bajo este esquema, la CFE, en el periodo 1997-2017, licitó internacionalmente 24 contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural: 1 en la administración 1994-2000; 1 en el periodo 2001-2006; 8 en 2007-2012, y 14 entre 2013 y 2018.

Con el propósito de fiscalizar, de manera integral, el cumplimiento de los objetivos y metas de la estrategia de transporte y suministro de gas natural, la ASF evaluó la gobernanza, en términos de la planeación y programación estratégica; la estructura de los contratos de transporte de gas natural; el desempeño operativo en relación con el proceso regulatorio de los proyectos, y la economía en cuanto a las tarifas pagadas por la prestación del servicio de transporte de gas natural.

Los resultados de la auditoría de desempeño fueron los siguientes:

- Planeación y programación de la expansión de la red de gasoductos y centrales eléctricas

Se identificó debilidad en la gobernanza por parte de la SENER y la CFE, ya que no contaron con una planeación integral fundamentada en un diagnóstico de la expansión de gasoductos, vinculada a las centrales eléctricas, en la que se definieran los objetivos, las metas, las estrategias, las prioridades, los responsables, la coordinación de acciones; así como la evaluación de resultados.

Las deficiencias de planeación y programación provocaron que la implementación de la estrategia no fuera eficaz, eficiente y económica:

A 2018, de los 24 gasoductos licitados, 17 se encontraban en operación, 6 en construcción y uno fue rescindido. De los 17 gasoductos en operación a 2018: sólo 13 transportaron gas natural. Los cuatro restantes presentaron problemas particulares:

- El gasoducto Morelos, terminó su construcción, pero no transportó gas natural, debido a que la Central de Ciclo Combinado Centro no pudo operar por problemas sociales.

- El gasoducto Guaymas-El Oro presentó caso fortuito por lo que no operó en 2018.

- Los dos gasoductos Ramal Empalme y Ramal Villa de Reyes no transportaron gas natural, porque las centrales eléctricas no fueron construidas y no están proyectadas en ningún documento de la CFE, ni en el Presupuesto de Egresos 2019.

Los seis gasoductos que se encontraban en construcción presentaron caso fortuito, lo que significó la reprogramación de su entrada en operación. Tres de los casos fortuitos (Tula-Villa

de Reyes, Sur de Texas-Tuxpan, Tuxpan-Tula) fueron por demoras en el otorgamiento de concesiones en la Zona Federal Marítimo Terrestre y retrasos por omisión del Instituto Nacional de Antropología e Historia. El principal problema de los otros tres (Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, Samalayuca-Sásabe y La Laguna Aguascalientes) fue porque no obtuvieron los permisos de servidumbres de paso, por parte de la SEDATU, el SAE y la SCT. Cabe señalar que, en los contratos de prestación de servicio en la Cláusula de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, se establece que "ante la imposibilidad de la parte afectada de obtener, a pesar de sus mejores esfuerzos, cualquier autorización gubernamental necesaria para permitir cumplir con sus obligaciones […] podrá solicitar, por medio de la Mesa de Control el apoyo de la CFE". No obstante, la CFE no acreditó haber apoyado a los transportistas en la mediación con alguna autoridad gubernamental, a fin de agilizar los trámites para continuar la construcción.

Asimismo, de los seis gasoductos en construcción, los gasoductos "Villa de Reyes – Aguascalientes – Guadalajara"; "La Laguna – Aguascalientes", "Tula –Villa de Reyes", y "Sur de Texas – Tuxpan" no contaron con centrales eléctricas a las cuales suministrar gas natural; por lo que, una vez terminada su construcción pagarán un Cargo Fijo por la reserva de capacidad contratada, sin utilizarla, con un costo irrecuperable para la CFE.

Respecto de las centrales eléctricas, en los contratos se proyectó la construcción de 51 centrales. A 2018, el estatus fue el siguiente:

- 25 (49.0%) centrales se encontraban en operación; sin embargo, en 5 casos no se acreditó su reconversión a ciclo combinado o sustitución por una nueva tecnología, por lo que no fue posible determinar si a 2018 se abastecen de los gasoductos.

- Siete (13.7%) fueron reportadas en construcción.

- Cinco (9.8%) centrales se reportaron en proyecto.

- Las 14 (27.5%) centrales restantes, planeadas en los contratos para la prestación de servicio de transporte de gas natural por gasoducto no están proyectadas en ningún documento de planeación de SENER o de CFE, ni en el Presupuesto de Egresos 2019, lo que significa que la capacidad de los ductos será subutilizada y habrá un costo irrecuperable para la CFE.

- Aprobación de los proyectos para la prestación de servicio de transporte de gas natural

  En cuanto a la aprobación de los proyectos para la prestación de servicio de transporte de gas natural, 21 fueron aprobados por la Junta de Gobierno de CFE (sin que se acreditara que su autorización se fundamentó en un análisis detallado de la rentabilidad de cada uno de ellos); uno por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y para los 2 proyectos restantes, la CFE no acreditó el acuerdo de autorización de la Junta de Gobierno.

  Cabe señalar que, si bien, la regulación no obligaba a la CFE a realizar el análisis costo beneficio de los proyectos, para los últimos 14 proyectos la EPE realizó el análisis costo beneficio; sin

embargo, éstos no cumplieron todos los requisitos establecidos por la SHCP para este tipo de análisis, principalmente por la carencia de la identificación de los riesgos asociados a la ejecución y operación de los proyectos, por lo que la utilidad de esta herramienta para garantizar la viabilidad de la inversión fue limitada.

- Normativa para el proceso licitatorio de los proyectos para la prestación de servicios de transporte de gas natural

  En el periodo 1997-2017, la CFE careció de una normativa suficiente y adecuada para regular los procesos licitatorios para la contratación de los servicios de transporte de gas natural. En este contexto, adjudicó 24 proyectos para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto.

  La regulación de los tres primeros gasoductos licitados por la CFE se basó en la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas, así como en la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público; sin embargo, para el primer gasoducto (Mayakán) la Ley de Adquisiciones y Obras Públicas no establecía la obligatoriedad de que se realizara un análisis costo beneficio, estudios de factibilidad, ni la figura de un testigo social; mientras que para los dos gasoductos restantes (Naranjos-Tamazunchale y Manzanillo-Guadalajara), la LAASSP sí incluía la obligación de elaborar los estudios de factibilidad; sin embargo, éstos no fueron realizados.

  Los 21 procesos licitatorios restantes, que se llevaron a cabo en el periodo 2010-2018, no se regularon por la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, debido a que la Secretaría de la Función Pública, antes Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo, con fundamento en la propia ley (LAASSP) eximió a la CFE de ajustarse a esta normativa y determinó que ésta debía fijar las políticas, bases y programas generales para regular la contratación de dicho servicio.

  No fue sino hasta junio de 2015, que se publicaron las Disposiciones generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la CFE. No obstante, después de 2015, se contrataron 7 gasoductos (Tula-Villa de Reyes, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, La Laguna-Aguascalientes, Sur de Texas-Tuxpan, Ramal Empalme, Ramal Hermosillo y Ramal Topolobampo); y, ninguno se licitó con fundamento en dicha normativa.

  Las licitaciones efectuadas por la CFE en el periodo 1997-2017 fueron públicas e internacionales para convocar a un mayor número de participantes y, obtener con ello, mejores propuestas o posturas. Con el análisis de la información, se identificó lo siguiente:

  - La CFE acreditó que publicó las 24 convocatorias de licitación en el Diario Oficial de la Federación.

  - Sólo para 20, se acreditaron las “actas de apertura de proposiciones”, y en 4 licitaciones no se contó con dicho documento como se establece en las convocatorias.

- Respecto de las 23 licitaciones que contaron con información de las proposiciones económicas, se obtuvieron los resultados siguientes: en 22 (95.6%) se seleccionó la mejor opción de precio, respecto del total de proposiciones económicas presentadas, y en una (4.4%) licitación correspondiente al gasoducto "El Oro – Mazatlán", no se eligió la opción de menor proposición económica, y se careció de evidencia documental para cotejar que el fallo realizado a las empresas licitantes fuera el más adecuado.

- Contratos para la prestación de servicios de transporte de gas natural

Con el análisis de los contratos, se identificó que su estructura es una práctica común aceptada en la industria:

Los contratos se ajustaron a la tipología de prestación de servicios de transporte de gas natural mediante una asociación pública privada con la modalidad de *Project Finance*, cuyo propósito es hacer frente a la insuficiencia de los recursos de los gobiernos para financiar proyectos de infraestructura e incentivar la inversión privada.

Las características de los proyectos fueron las siguientes: se constituyeron SPV (Empresas de propósito específico, por sus siglas en inglés) para diseñar, construir, administrar y operar los proyectos en cuestión; se utilizó el esquema BOO (construir, operar y poseer, por sus siglas en inglés) que implica que la empresa privada conserva la propiedad del gasoducto; son proyectos de largo plazo: para 22, su duración fue de 25 años, y para 2, de 26 años. El sector privado asumió 11 de 14 riesgos identificados y 3 los compartió con CFE; las condiciones de caso fortuito o de fuerza mayor se corresponden con la práctica internacional en la materia; los 24 contratos formalizados consideran tres cargos, los cuales se diseñaron con base en la práctica común tanto en la industria de transporte de gas natural como en la industria nacional eléctrica: fijo por capacidad, variable por uso y por gas combustible (necesario para mantener la presión en el gasoducto).

En 2018 se pagaron las tarifas de transporte siguientes:

- Cargo Fijo. En 2018, CFE pagó 19,036,384.0 miles de pesos para 23 gasoductos por concepto de cargo fijo, el 28.8% (5,491,929.0 miles de pesos) para 6 gasoductos que presentaron Caso Fortuito y Fuerza Mayor, y el 71.2% (13,544,455.0 miles de pesos) fueron para 17 gasoductos en operación.

  De los 17 gasoductos en operación, se pagó un cargo fijo de 13,544,455.0 miles de pesos. Sin embargo, de dichos ductos únicamente se utilizó el 16.6%[146/] de la capacidad reservada por CFE, lo que significó que subutilizó el 83.4%[147/] de la capacidad, por lo que pagó 10,569,349.4 miles de pesos; de dicho pago, 3,060,083.0 miles de pesos correspondió a 4 ductos que no transportaron ningún volumen de gas natural.

[146/] El porcentaje se calculó con el promedio ponderado del porcentaje de la capacidad utilizada por gasoducto.

[147/] El porcentaje se calculó con el promedio ponderado del porcentaje de la capacidad subutilizada por gasoducto.

- Cargo variable. En 2018, se pagaron 511,037.9 miles de pesos a los transportistas por cargo variable.

- Cargo por gas combustible. En 2018, se pagaron 17,498.8 miles de pesos de Cargo por Gas Combustible.

Debido a que la CFE no proporcionó el análisis sobre la rentabilidad de los proyectos para las empresas privadas, la ASF estimó, con base en la información de los transportistas, que la rentabilidad promedio de los gasoductos en operación fue de 12.83%, en moneda nacional y de 9.38% en dólares. De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo, los países desarrollados tienden a aplicar las tasas de descuento social más bajas, en el rango del 3.0% a 7.0%, que los países en desarrollo, en el rango de 8.0% a 15.0%, debido al riesgo inherente a las inversiones en dichos países. En este contexto, si se considera la inversión de las empresas privadas en dólares, la rentabilidad promedio de los transportistas fue de 9.38%, lo que significa que se encuentra dentro del rango de los países en desarrollo.

- Supervisión de los gasoductos

En 2018, el Comité de Estrategia e Inversiones (CEI) no realizó el seguimiento, ni supervisó las inversiones relacionadas con los gasoductos licitados y formalizados para la prestación del servicio de transporte de gas natural, conforme al mandato de su Consejo de Administración, así como tampoco se identificó que la CFE diera seguimiento a todas las asociaciones, incluidas aquéllas con contratos *take or pay* o *put or pay*, lo que incrementa el riesgo de no cumplir con los objetivos y las metas previstas para estos proyectos.

A 2018, la Unidad de Negocios de Gasoductos no se había formalizado conforme al Plan de Negocios 2018-2022 de CFE, por lo que existe el riesgo de que no cumpla con el objetivo para el que fue creada, relativo a garantizar el control y la transparencia en la entrega y pagos de los gasoductos; asegurar la claridad en los roles para la generación de valor y la creación de condiciones competitivas de las operaciones con terceros, EPS y EF, y contribuir a maximizar el valor de los gasoductos.

Respecto de la Comisión Reguladora de Energía, ésta acreditó que realizó 7 visitas a los centros de respaldo de los permisionarios a cargo de 7 proyectos, con el objeto de conocer el cumplimiento de las obligaciones de los titulares de los permisos de transporte de gas natural de acceso abierto.

- Satisfacción de la demanda de gas natural

En suma, las deficiencias en la planeación, programación, regulación y supervisión incidieron para que la CFE no asegurara el abasto de gas natural a las centrales eléctricas para la generación de electricidad: en 2018, CFEnergía únicamente atendió el 59.9% del total de la demanda de gas natural: 68.8% de la demanda de las EPS de generación y 45.4% a terceros, lo que denota la urgencia de fortalecer la estrategia de transporte y suministro de gas natural.

En opinión de la ASF, en el periodo 1997-2017, la CFE expandió la red de gasoductos mediante 24 contratos de prestación de servicios en asociaciones público privadas, lo que le que permitió incrementar la capacidad de transporte de gas natural para suministrar a las centrales eléctricas, en un contexto en el que el Gobierno Federal no disponía de los recursos para financiar por sí mismo dichos proyectos; sin embargo, la estrategia de transporte y suministro de gas natural presentó deficiencias en la planeación, programación, regulación, implementación y supervisión, tanto por la SENER como por la CFE, por lo que no se han cumplido los objetivos y metas proyectados: a) la normativa en la que se fundamentaron las licitaciones, antes y después de la Reforma Energética, no fue suficiente ni adecuada, b) en los contratos se proyectó la construcción de 51 centrales; a 2018, sólo 20 (39.2%) se encontraban en operación; 17 (33.3%) estaban en reconversión, construcción o en proyecto, y las 14 (27.5%) centrales restantes no estaban proyectadas en ningún documento de planeación, lo que significa que la capacidad de los ductos será subutilizada y habrá un costo irrecuperable para CFE, c) la CFE sólo utilizó el 16.6% de la capacidad reservada de los 17 gasoductos que se encontraban en operación, por lo que el 83.4% restante fue capacidad subutilizada con un costo irrecuperable para CFE de 10,569.3 millones de pesos, y d) en 2018, CFEnergía únicamente atendió el 59.9% del total de la demanda de gas natural: 68.8% de la demanda de las EPS de generación y 45.4% a terceros. Por lo anterior, se requiere que, de manera urgente, se diseñe una estrategia integral a fin de lograr una planeación y programación efectiva entre los gasoductos y las centrales eléctricas; aprovechar la capacidad reservada y contratada en los gasoductos; construir las centrales eléctricas programadas; garantizar el abasto de gas natural a las EPS de generación; reducir los costos de energía, y contribuir a que CFE genere rentabilidad y valor económico para el Estado.

De continuar las deficiencias detectadas, se corren los riesgos de que la CFE siga incurriendo en costos que afecten su rentabilidad, porque pagará cargos fijos irrecuperables por capacidad reservada y subutilizada; y que no se garantice el suministro de gas natural para la generación de electricidad, lo que provocará mayores costos de generación por el uso de otros insumos y el inevitable aumento de las tarifas eléctricas para el consumidor.

Con la finalidad de fortalecer a la Comisión Federal de Electricidad, la ASF emitió 19 recomendaciones al desempeño, cuya atención les permitirá diseñar la estrategia integral de transporte y suministro de gas natural, con base en un plan estratégico en donde se incluyan objetivos, metas, prioridades, tiempos de ejecución y asignación de responsables, a fin de que la prestación del servicio de transporte y suministro de gas se realice con la mayor eficiencia, eficacia, economía y calidad; reducir el riesgo de pagar el servicio de transporte sin ser utilizado, y optimizar la totalidad de la capacidad reservada de los gasoductos en operación; por lo que corresponde al suministro, garantizar la demanda de gas natural a las EPS de generación y a terceros, y fortalecer sus sistemas de información para la toma de decisiones; en materia de regulación, implementar mecanismos para que los procesos regulatorios aseguren a CFE y al Estado las mejores condiciones posibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes; en cuanto a la supervisión, fortalecer las atribuciones del Comité de Estrategias e Inversiones para dar seguimiento a los proyectos de inversión relacionados con los gasoductos, para garantizar que éstos cumplan con los objetivos y metas previstas.

Asimismo, la ASF emitió solicitudes de intervención del área de auditoría interna de la CFE y una a la SENER, para profundizar en las causas de los hechos siguientes y, en su caso, fincar las responsabilidades correspondientes:

- 14 centrales eléctricas planeadas en los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural no están proyectadas en ningún documento de la CFE, ni en la Cuenta Pública 2018, ni el PEF 2019. (Se emitió una solicitud de intervención a CFE y otra SENER).

- Siete procesos licitatorios de los gasoductos realizados después de la Reforma Energética no se fundaron y motivaron en las "Disposiciones Generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias", emitidas por CFE el 23 de junio de 2015, aun cuando la publicación de las convocatorias fue posterior a la emisión de dichas disposiciones.

- Hubo inconsistencias en las copias de las escrituras notariales, en cuanto a las fechas y cargos de los servidores públicos, señaladas en éstas y los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural.

- La CFE no intervino en la solución de los problemas, dentro de su ámbito de responsabilidad, que generaron los Casos Fortuitos o Fuerza Mayor, lo que podría representar la omisión de algún servidor público.

- En 2018, la Unidad de Negocios de Gasoductos no se formalizó, por lo que existió un alto riesgo de que no se garantizara el control y la transparencia en la entrega y pagos de los gasoductos; que no existiera claridad en los roles para la generación de valor y la creación de condiciones competitivas de las operaciones con terceros, EPS y EF, y, que no se lograra contribuir a maximizar el valor de los gasoductos.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área	Director General
Edgar López Trejo	Ronald Pieter Poucel Van Der Mersch

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar que, la CFE, en coordinación con la SENER, realizaron la planeación integral de la red de gasoductos y centrales eléctricas, en la que incluyeron objetivos, metas, estrategias, prioridades, tiempos de ejecución, asignación de responsables y coordinación de acciones.

2. Verificar la normativa utilizada por CFE Corporativo para regular el proceso licitatorio, para la contratación de servicios de transporte de gas natural por ducto.

3. Comprobar que, la CFE autorizó los proyectos de servicios de transporte de gas natural, en cumplimiento a las disposiciones normativas que los regularon y, que los servidores públicos que representaron a la Comisión Federal de Electricidad en los procesos de formalización de los contratos, ejercieran sus facultades de acuerdo con los poderes y mandatos otorgados.

4. Verificar que CFE Corporativo dispuso de los análisis costo beneficio de los proyectos para la contratación de la prestación del servicio de transporte de gas natural por ducto, licitados entre 1997 y 2017, a fin de asegurar la factibilidad y rentabilidad de los proyectos.

5. Analizar que, en el periodo 1997-2017, los procesos de licitación realizados se desarrollaron de acuerdo con la normativa y las mejores prácticas y, si dichos procesos permitieron obtener las mejores condiciones para la CFE, por medio de la aceptación de las propuestas económicas.

6. Verificar que los contratos para la prestación de servicio de transporte de gas natural que formalizó la CFE en el periodo 1997-2017 fueron una práctica común, aceptada en la industria

7. Verificar, a 2018, el estatus de los contratos para la prestación de servicios de transporte de gas natural.

8. Evaluar que el Comité de Estrategia e Inversiones de la CFE cumplió con las atribuciones relacionadas con el seguimiento y supervisión de los gasoductos licitados por la CFE, en el periodo 2014 -2018.

9. Verificar que, en 2018, la CFE formalizó la estructura, funciones y responsabilidades de la Unidad de Negocios de Gasoductos, como responsable del control y administración de los contratos para la prestación del servicio de transporte de gas natural.

10. Verificar que la Comisión Reguladora de Energía, de acuerdo con sus facultades, reguló y supervisó los contratos de prestación de servicios relacionados con el transporte de gas natural, licitados por la CFE, en el periodo 1997-2017.

11. Verificar, a 2018, el seguimiento de las recomendaciones derivadas de la fiscalización de las cuentas públicas 2016 y 2017, relacionadas con el transporte de gas natural, a cargo de CFE.

12. Verificar que, en 2018, la CFE realizó el pago de las contraprestaciones a los transportistas por el servicio de transporte de gas natural, de acuerdo con lo establecido en los contratos.

13. Verificar que, en 2018, CFEnergía S.A. de C.V. garantizó el suministro de gas natural a las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación y a clientes terceros.

14. Verificar los volúmenes de gas natural que, en 2018, CFEnergía S.A. de C.V. compró a sus proveedores y vendió a sus clientes, así como los precios de adquisición y venta.

15. Verificar la capacidad utilizada y los cargos pagados en 2018, por los gasoductos en operación.

Áreas Revisadas

CFE Corporativo: Dirección Corporativa de Operaciones; Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura; Dirección Corporativa de Administración; Dirección Corporativa de Finanzas; Dirección Corporativa de Negocios Comerciales; Gerencia de Planeación Financiera, y Oficina del Abogado General.

CFEnergía: Dirección de Operaciones y Dirección de Finanzas.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: artículo 134, párrafo primero.

2. Ley de Planeación: artículo 3.

3. Presupuesto de Egresos de la Federación: Estrategia Programática.

4. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de la Industria Eléctrica, artículo 157.

   Ley de la Comisión Federal de Electricidad, artículo 10; 12, fracción XV; 13, fracción III; 43, fracción I y V y 104, fracción II, inciso a.

   Ley Federal de Procedimiento Administrativo, artículo 3, fracción V.

   Ley General de Responsabilidades Administrativas, artículo 7, fracciones I y VI.

   Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, artículos 5, fracciones XXIII y XXV, 11, fracción XV y 12, fracción IX.

   Lineamientos que Regulan el Sistema de Control Interno de CFE, sus empresas subsidiarias y empresas filiales, sección III Componentes y Principios del Sistema de Control Interno, numeral III.4 Información y Comunicación, principio 13.

   Contrato Maestro de Optimización y Administración de Capacidad de Transporte por ducto, almacenamiento, y regasificación de gas natural y GNL, punto 2 Fin y propósito del contrato, numeral 2.1 Optimización, inciso a.

   Principales Elementos del Plan de Negocios 2018-2022, apartado 6.7.

   Plan de Negocios de CFEnergía 2018-2022, apartado III. Estrategia Comercial de CFEnergía, A. Misión, Visión y Objetivos.

   Disposiciones generales en materia de adquisiciones y arrendamientos, contrataciones de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias, disposición 37.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover o emitir las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.