02011 ACUSE

CFE Distribución

Dirección General

Con anexos

2019 ENE 30 PM 5:27

Oficio CFE-DIS- - - 0 0 6 3

Ciudad de México, a 28 ENE 2019

Asunto: Entrega de Informe Público Anual 2018 de la EPS CFE Distribución, auditado por un tercero especializado en la materia.

Lic. Ingrid Gallo Montero
Secretaria Ejecutiva
Comisión Reguladora de Energía

En apego a las disposiciones publicadas en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 16 de febrero de 2016 y su anexo (el Anexo), publicado en el DOF el 26 del mismo mes y año, en donde se establecen diversas obligaciones de entrega de información a la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) por parte de CFE Distribución, a saber:

> **Apartado 6. Sobre el Informe Público**
>
> I. Los Transportistas y Distribuidores están obligados a elaborar y enviar a la Comisión, así como publicar en su página de internet, un Informe Público del servicio de transmisión y distribución, el cual deberá elaborarse en un formato libre, de manera periódica y contener como mínimo la siguiente información:
>
> **a)** Mensualmente. Al final de cada mes calendario en un lapso no mayor a 10 días naturales a partir del último día del mes en cuestión, un **resumen** en versión electrónica de los resultados del seguimiento que se haya realizado de la métrica de calidad del servicio establecida en el Apartado 4 de este Apéndice.
>
> **b)** Trimestralmente. A más tardar 15 Días Naturales después del cierre de cada Trimestre, un **informe detallado** en versión electrónica que contenga como mínimo los resultados del seguimiento que se haya realizado de las métricas de Calidad del servicio y tiempos máximos de respuesta indicados en los Apartados 4 y 5 del presente Apéndice.
>
> **c)** Anualmente, a más tardar en los primeros 30 días de cada año con respecto al año anterior, un **informe general** en versión electrónica e impresa que contenga como mínimo los resultados del seguimiento que se haya realizado de las métricas de calidad del servicio y tiempos máximos de respuesta indicados en los Apartados 4 y 5 del presente Apéndice, para el año anterior. Adicionalmente, el Informe Publico anual deberá contener estrategias a seguir para resolver problemáticas presentadas en la atención de quejas o propuestas para la mejora continua en la calidad del servicio de transmisión y distribución.

Al respecto y conforme a la obligatoriedad de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución, se integra informe anual (Anexo I) en donde se plasman valores análogos referidos a los indicadores contenidos en los apartados 4 y 5 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica y su Anexo correspondiente, precisando que estos valores exhiben variantes en su algoritmo de cálculo conforme a nuestros sistemas informáticos, tal y como se ha venido refiriendo en los informes previos entregados a esta H. Comisión.

Río Ródano N° 14,3er piso, Sala 303, Col. Cuauhtémoc C.P. 06598, Ciudad de México
Conmutador 55 5229 4400 Exts. 20003 y 20008

VOR/arz/ncbe

Por lo que, en el entendido de que se pretende lograr un cumplimiento cabal a lo impuesto por la normatividad es que se hace entrega de la presente información, no sin antes reiterar que para el caso de que se requiera alguna adición a la misma en cuanto al fondo o la forma, agradeceremos nos lo haga saber.

Adicional a lo antes mencionado, se integra como (Anexo II) el documento que contiene el resultado de la auditoría efectuada por parte del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), al Informe Público Anual 2018, en cumplimiento en lo establecido en el Anexo de la Resolución Num. RES/948/2015.

Por último y con la finalidad de detallar de manera definitiva la correcta presentación de la información obligada, es que reiteramos la solicitud para restablecer mesas de trabajo, en donde en conjunto con sus especialistas podamos aclarar las imprecisiones e incertidumbres que se tienen, en relación a las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica y su Anexo.

Confiando en su apoyo y en espera de su apreciable atención a lo solicitado, le envío un cordial saludo.

Atentamente

Ing. Guillermo Arizmendi Gamboa
Apoderado Legal

C.c.p. Ing. Guillermo Nevárez Elizondo. CFE Distribución
Dr. Pedro Luna Tovar. Subdirección Corporativa de Estrategia y Regulación
Ing. José Antonio Vega García. Gerente de Operación CFE Distribución
Ing. Tomás Valdez Smith. CFE Distribución
Ing. Félix Flores Peraza. CFE Distribución
Ing. Vladimir Ochoa Ramírez. CFE Distribución

VOR/arz/ncbe

INEEL

Instituto Nacional de
Electricidad y Energías Limpias

Auditoría al Informe Público Anual 2018 de indicadores de CFE-Distribución

RESOLUCIÓN Núm. RES/948/2015

Ver 1.0

Enero 2019

Producto del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias todos los derechos reservados 2018, México.
Este documento contiene información confidencial o de propiedad del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.
Queda prohibida su reproducción total o parcial por cualquier medio, de acuerdo con las leyes de la materia.
No se muestre ni distribuya a terceros sin consentimiento escrito del representante legal del INEEL.

Contenido

1. Resumen Ejecutivo 3
2. Antecedentes 3
3. Grupo de trabajo del INEEL 4
4. Objetivo de la auditoría 5
5. Alcance y exclusiones de la auditoría 6
6. Análisis de los indicadores 7
6.1. Análisis de los indicadores de la RESOLUCIÓN Núm. RES/948/2015 7
6.2. Discrepancias identificadas entre las Resoluciones RES/948/2015 y RES/999/2015 15
7. Análisis del Informe Público Anual 2018 de indicadores de CFE-Distribución 18
7.1. Documentos de la Comisión revisados 21
7.2. Documentos de CFE Distribución revisados 21
8. Revisión y evaluación de los métodos de cálculo de los indicadores 22
8.1. Componentes de los indicadores 22
8.1.1. Revisión de los indicadores presentados en el Informe Público Anual 23
8.1.2. Revisión detallada de los indicadores 25
8.1.3. Proceso de revisión detallada 26
8.2. Valores reportados 28
9. Resultados y recomendaciones 31
9.1. Resultados 31
9.2. Recomendaciones específicas 32
10. Firmas 33
11. Referencias 33

1. Resumen Ejecutivo

El presente documento contiene el resultado de la auditoría efectuada por el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) al Informe Público Anual 2018 de la Dirección de CFE Distribución, que, en su carácter de Distribuidor, deberá presentar antes del 30 de enero de 2019 ante la Comisión Reguladora de Energía en cumplimiento con lo establecido en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 6. Sobre el Informe Público, fracción I, inciso c) [5].

2. Antecedentes

El 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (el Decreto de Reforma Energética) [1]. El Decreto de Reforma Energética implicó un cambio de paradigma en el sector energético nacional en materia eléctrica, toda vez que reformuló la organización industrial del sector, al pasar de un modelo con características monopólicas cuyas actividades estratégicas relativas al servicio público de energía eléctrica estaban reservadas al Estado, por conducto de la Comisión Federal de Electricidad, a otro modelo con apertura a la participación privada en todos los segmentos de la cadena de producción y suministro, con el objeto de sentar las bases para el desarrollo de mercados eficientes y competitivos de ese producto.

Por otra parte, el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) [2], publicada el 11 de agosto de 2014, establece que es facultad de la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión), expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (Código de Red) [3]. Asimismo, el artículo 37 del Reglamento de la LIE, señala que el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica se sujetará al Código de Red y que la prestación de dicho servicio público se realizará observando el correcto funcionamiento e integridad de los equipos y dispositivos de sus redes. Además, el artículo 44 del Reglamento de la LIE señala que los Transportistas y los Distribuidores se sujetarán a la regulación que establezca la Comisión, de manera que se garanticen condiciones efectivas de acceso abierto en la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), se propicie el desarrollo y operación eficiente de la industria eléctrica y se evite la discriminación indebida.

Por lo anterior, fundamentada en estas leyes y reglamentos específicos, la Comisión expidió las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica (las Disposiciones), publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 16 de febrero de 2016, mediante la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y el 26 de febrero de 2016 mediante el Anexo correspondiente [5].

En el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 6. Sobre el Informe Público, fracción II, se especifica lo siguiente [5]:

> *Al momento de su publicación, el informe anual deberá haber sido auditado por terceros especializados en la materia. ...*

Por lo que, para cumplir con esta disposición la Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) denominada CFE Distribución, solicitó el apoyo del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) para auditar el Informe Público Anual 2018 correspondiente.

El INEEL es un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica, patrimonio propio y autonomía de gestión, sectorizado en la Secretaría de Energía, con carácter científico y tecnológico, anteriormente denominado, Instituto de Investigaciones Eléctricas, modificado por decreto Presidencial publicado en el Diario Oficial de la Federación del día 24 de junio de 2016, por el cual se convierte en el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.

El INEEL tiene capacidad técnica y amplia experiencia en el diseño, planeación, operación y gestión de los sistemas eléctricos de potencia y normas aplicables, desde la Generación, Transmisión y Distribución, por lo que cuenta con especialistas que lo califican como experto en la materia en los temas de la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y Anexo correspondiente [5].

3. Grupo de trabajo del INEEL

Para realizar la auditoría referida, el INEEL estableció el grupo trabajo con especialistas en las áreas de análisis de sistemas eléctricos de potencia, así como de integración y el desarrollo de sistemas de información de procesos. El personal designado cuenta con las siguientes especialidades y experiencia:

- **Alfredo Espinosa Reza**. Ingeniero Mecánico Electricista en el área de electricidad y electrónica por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) en 1994. Ingresó al Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) (antes IIE) en 1995 como investigador de la Gerencia de Gestión Integral de Procesos (GGIP) y en 2015 fue nombrado Gerente de la misma, en donde desarrolla e integra sistemas de información en tiempo real para centrales generadoras de energía eléctrica, subestaciones y redes de distribución. Ha coordinado el desarrollo de diversos proyectos, como el Simulador del Sistema Eléctrico de Distribución para apoyo en la toma de decisiones en Centros de Control de Distribución de la Comisión Federal de Electricidad y el proyecto para establecer la arquitectura e infraestructura de interoperabilidad semántica para sistemas de información de apoyo a la Gestión de la Distribución mediante el uso del Modelo de Información Común (CIM) con enfoque a la Red Eléctrica Inteligente. Ha publicado más de 50 artículos técnicos en diversos foros y revistas. En 2017 recibió la distinción "*Certificate of Outstanding Contribution in Reviewing*" otorgada por ELSEVIER, The editors of Engineering Applications of Artificial Intelligence.

- **José Luis Silva Farias.** Ingeniero Electricista por la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo (UMSNH) en 1982. En 1985 se incorporó como investigador al Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y posteriormente realiza funciones de jefe de proyecto. De 1988 a 1989 realizó sus estudios de Maestría en Ingeniería, con la especialidad de Sistemas Eléctricos de Potencia, en el Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), Campus Monterrey. Sus principales tópicos de investigación son: la protección contra sobrecorriente en sistemas eléctricos, protección de redes eléctricas de alto y extra alto voltaje, confiabilidad en redes de distribución y aspectos económicos relacionados, interconexión de la generación distribuida a la red de la empresa eléctrica, así como estudios y aplicaciones de elementos de la

red eléctrica inteligente en sistemas de distribución. En 2015 recibió la distinción: "*IEEE_PES Chapter Outstanding Engineer Award*", reconocimiento otorgado por la *IEEE Power Engineering Society*, por sus contribuciones.

- **José Pepe Rasgado Casique**. Ingeniero eléctrico egresado del Instituto Tecnológico del Istmo en 1996 y Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. – I.P.N. en 2004. Desde 1999 a la fecha labora en el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) antes Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) como investigador de la Gerencia de Transmisión y Distribución, donde ha coordinado y participado en diversos proyectos relacionados en mejoras a las redes eléctricas de Distribución, Transmisión y del tipo industrial. Su ámbito de especialidad son los estudios eléctricos, la Generación Distribuida y la automatización de los esquemas de protección basados en la norma IEC 61850. Ha publicado diversos artículos.

- **Agustín Quintero Reyes.** Ingeniero electrónico en instrumentación, egresado del Instituto Tecnológico de Ciudad Guzmán (1987); obtuvo el grado de maestro en ciencias de la electrónica, especialidad en control, en el Cenidet (1990). En 1990 ingresó al INEEL (Antes IIE), donde ha trabajado principalmente en el área de desarrollo e integración de sistemas. Ha dirigido proyectos de consultoría, especificación, diseño, desarrollo y evaluación de sistemas para la automatización de procesos industriales y de negocio. De 2015 a la fecha ha dirigido proyectos para la interoperabilidad de sistemas informáticos y la gestión de los procesos de operación y mantenimiento de las Redes Generales de Distribución (RGD).

4. Objetivo de la auditoría

Realizar la auditoría al **Informe Público Anual 2018** de la Dirección de CFE Distribución, de las "Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica" que, en su carácter de Distribuidor, deberá **presentar antes del 30 de enero de 2019 ante la Comisión**, en cumplimiento con lo establecido en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, **Apartado 6**. Sobre el Informe Público, fracción I, inciso c), a saber [5]:

> *I. Los Transportistas y Distribuidores están obligados a elaborar y enviar a la Comisión, así como publicar en su página de internet, un Informe Público del servicio de transmisión y distribución, el cual deberá elaborarse en un formato libre, de manera periódica y contener como mínimo la siguiente información:*
>
> *a) Mensualmente. ...*
> *b) Trimestralmente. ...*
> *c) Anualmente, a más tardar en los primeros 30 días de cada año con respecto al año anterior, un informe general en versión electrónica e impresa que contenga como mínimo los resultados del seguimiento que se haya realizado de las métricas de calidad del servicio y tiempos máximos de respuesta indicados en los Apartados 4 y 5 del presente Apéndice, para el año anterior. ...*

5. Alcance y exclusiones de la auditoría

La auditoría al **Informe Público Anual 2018 de CFE Distribución** de las "Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica" (el Informe 2018) [7], considera los siguientes alcances:

a) Verificar que el Informe 2018 [7] cumpla con el contenido mínimo establecido en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, **Apartado 6**. Sobre el Informe Público, fracción I, inciso c) [5], donde se indica que deberá contener los resultados del seguimiento que se haya realizado de las métricas de calidad del servicio y tiempos máximos de respuesta indicados en los **Apartados 4 y 5** del mismo **Apéndice B** [5].
b) Confirmar que los algoritmos utilizados en el Informe 2018 para el cálculo de los indicadores cumplan con lo indicado en el cuerpo de la Resolución RES/948/2015 [4] y Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015 [5].
c) Validar los cálculos de los indicadores del Informe 2018 [7], mediante muestreo aleatorio, utilizando los datos fuente.

Se excluye de esta auditoría:

a) La verificación de cumplimiento de los informes mensuales y trimestrales del año 2018.
b) La calificación de los índices y la revisión o evaluación de las estrategias que propone CFE Distribución en el Informe 2018, para resolver problemáticas presentadas en la atención de quejas o propuestas para la mejora continua en la calidad del servicio de distribución.
c) La verificación de cualquier información adicional o índices adicionales entregados por CFE Distribución en el Informe 2018 y que no son requeridos como el mínimo establecido en la Resolución RES/948/2015 [4] y Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015 [5].
d) La verificación de cumplimiento de la Resolución Núm. RES/999/2015 [6].

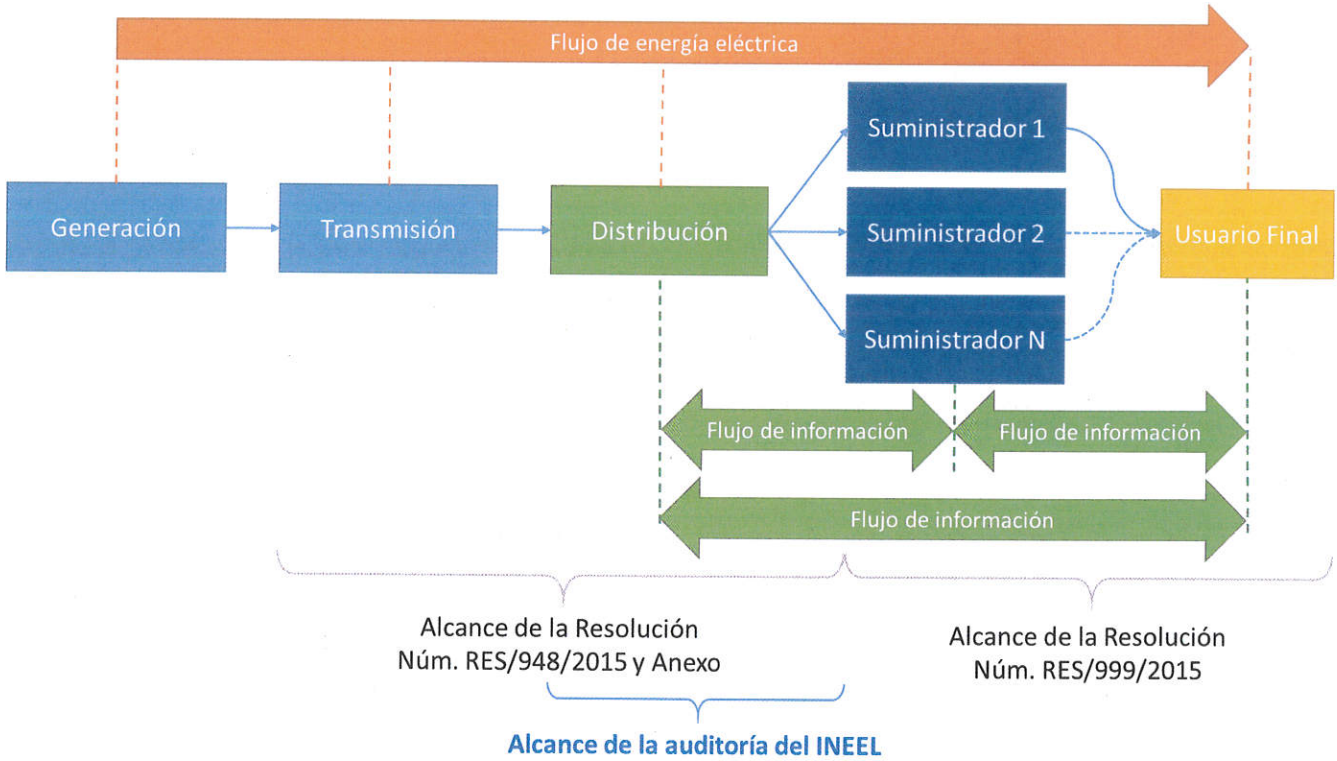


Figura 1. Descripción gráfica del alcance de la auditoría del INEEL al Informe 2018 [7].

6. Análisis de los indicadores

A continuación, se muestra el resultado del análisis de los indicadores de las Resoluciones involucradas en la definición del Informe 2018 [7].

6.1. Análisis de los indicadores de la RESOLUCIÓN Núm. RES/948/2015

La evaluación de la continuidad y calidad del servicio de las Redes Generales de Distribución se establece en la Resolución Núm. RES/948/2015, Apartado 3. Evaluación de Indicadores de Disponibilidad, Continuidad y Calidad, Artículo 19. Evaluación de la Calidad y Continuidad de las Redes Generales de Distribución [4], el cual indica:

> ***Artículo 19.*** *Evaluación de la Calidad y Continuidad de las Redes Generales de Distribución.*
>
> *La evaluación de los criterios para los Distribuidores se basará en los Índices de Calidad y Continuidad, los cuales deberán considerar las interrupciones producto directamente de las actividades enfocadas en la operación y mantenimiento de las RGD.*
>
> *Con objeto de llevar un monitoreo uniforme para los Distribuidores, éstos deberán registrar y entregar a la Comisión cada uno de los Indicadores requeridos conforme a los formatos que se establecen en el Apéndice C. Formatos de Indicadores de Disponibilidad, Calidad y Continuidad, del presente documento.*
> ...

De esta forma, los indicadores de continuidad y calidad del servicio establecidos en la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y su Anexo [5] se muestran en la Tabla A.

No.	Indicadores	Artículo 19 [4]	Apéndice B. Apartados 4 y 5 [5]
Métricas de plazos de atención por tipo de solicitud			
1	Conexión (o negativa) de nuevos suministros en baja tensión.	SI (1)	SI (1)
2	Conexión (o negativa) de nuevos suministros en media tensión.	SI (2)	SI (2)
3	Restablecimiento del Suministro Eléctrico en baja tensión.	SI (3)	SI (3)
4	Restablecimiento del Suministro Eléctrico en media tensión.	SI (4)	SI (4)
5	Restablecimiento del Suministro Eléctrico en alta tensión.		SI (5)
6	Restablecimiento del Suministro Eléctrico sectorial por falla.	SI (5)	SI (6)
7	Atención a inconformidad por deficiencias en la Tensión de suministro.		SI (7)
8	Modificación de Acomedida para incrementar la carga en servicios de baja tensión (2 hilos).		SI (8)
9	Atención a solicitud de revisión del medidor.		SI (9)
10	Atención a solicitud de reposición del medidor.		SI (10)
11	Atención a solicitud de instalación de un medidor bidireccional.		SI (11)
12	Reconexión de servicios cortados por falta de pago.	SI (6)	SI (12)
13	Atención a solicitud de celebración de un nuevo contrato de conexión/interconexión.		SI (13)
14	Notificación de interrupción programada del servicio.		SI (14)

No.	Indicadores	Artículo 19 [4]	Apéndice B. Apartados 4 y 5 [5]
Métricas de calidad del servicio de distribución			
15	Porcentaje total de total de solicitudes y quejas atendidas.		SI (15)
16	Tiempo promedio de atención de quejas.		SI (16)
	Porcentaje de cumplimiento de tiempo de atención de solicitudes. *		SI
17	Número promedio de interrupciones por año (SAIFI).	SI (7)	SI (17)
18	Duración promedio de las interrupciones sin causas externas (CAIDI).	SI (8)	SI (18)
19	Percepción del servicio.		SI (19)
Indicadores adicionales de calidad y continuidad del servicio de distribución			
20	Índice de la duración promedio de las interrupciones (SAIDI).	SI (9)	
21	Porcentaje de cumplimiento de variaciones de tensión (PCVT).	SI (10)	
22	Porcentaje de cumplimiento de Factor de Potencia (PCFP).	SI (11)	

** NOTA: Este indicador evalúa el cumplimiento con los tiempos máximos establecidos para cada una de las métricas 1 a la 14 de esta tabla, que corresponden a las contenidas en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4 [5].*

Tabla A. Índices de continuidad y calidad del servicio establecidos en la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y su Anexo [5].

Por lo tanto, la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y su Anexo [5] establecen en conjunto un seguimiento de 22 indicadores en total para la evaluación de la calidad y continuidad de las Redes Generales de Distribución (RGD). Sin embargo, de acuerdo con lo establecido en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, **Apartado 6**, fracción I, inciso c) [5], los indicadores que el Distribuidor deberá reportar en el Informe Público Anual son los indicados en los **Apartados 4 y 5** del mismo Apéndice B [5], en el cual se indica [5]:

> *I. Los Transportistas y Distribuidores están obligados a elaborar y enviar a la Comisión, así como publicar en su página de internet, un Informe Público del servicio de transmisión y distribución, el cual deberá elaborarse en un formato libre, de manera periódica y contener como mínimo la siguiente información:*
>
> *a) Mensualmente. ...*
> *b) Trimestralmente. ...*
> *c) Anualmente, a más tardar en los primeros 30 días de cada año con respecto al año anterior, un informe general en versión electrónica e impresa que contenga como mínimo los resultados del seguimiento que se haya realizado de las métricas de calidad del servicio y tiempos máximos de respuesta indicados en los Apartados 4 y 5 del presente Apéndice, para el año anterior. ...*

Con esto, el número de indicadores que como mínimo el Distribuidor deberá presentar en el Informe Público Anual y entregar a la Comisión, se integra solamente por los primeros 19 indicadores de la Tabla A.

Es importante notar que el indicador "Porcentaje de cumplimiento de tiempo de atención de solicitudes" evalúa el cumplimiento con los tiempos máximos establecidos para cada una de las métricas 1 a la 14 de la Tabla A, los cuales corresponden a las métricas contenidas en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4 [5]. Por esta razón no se contabiliza como un indicador adicional.

Del análisis a los primeros 19 indicadores de la Tabla A, se tiene que:

1. En el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4, Tabla 1 [5], se incluye la descripción para el indicador identificado con el **número 3 de la Tabla A**, Restablecimiento del Suministro Eléctrico en baja tensión, el cual se describe como:

> *Tiempo máximo para restablecer el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales servidos en baja tensión, cuando no existan fallas en la red o en los casos en que se reporte medidor robado.*

Lo anterior se puede interpretar, al menos, de dos formas distintas:

- Que cuando no existen fallas en la red, no es necesario restablecer el Suministro Eléctrico a Usuarios Finales servidos en baja tensión, lo anterior debido a que efectivamente, no existe falta del Suministro Eléctrico. En este sentido, el indicador cumplirá permanentemente con el 90% establecido en su métrica.
- Que las interrupciones del Suministro Eléctrico que pueden dar origen a este indicador, pueden ser el resultado de interrupciones por causas diferentes a fallas en la red, por ejemplo, por acciones de mantenimiento en los equipos e instalaciones de las RGD, maniobras de reconfiguración o transferencia, obras o acciones programadas que afecten el suministro eléctrico, así mismo, cuando se reporte medidor robado. Por lo que, en este caso, este indicador no necesariamente será cero y no se duplicará con los indicadores de continuidad SAIDI, SAIFI y CAIDI.

Por otra parte, La Ley de la Industria Eléctrica (LIE), artículo 41 [2], establece los casos por lo que Los Transportistas y los Distribuidores podrán suspender el servicio a los Usuarios Finales, como se muestra a continuación [2].

> *Artículo 41.- Los Transportistas y los Distribuidores sólo podrán suspender el servicio a los Usuarios Finales en los casos siguientes:*
>
> *I. Por caso fortuito y fuerza mayor;*
> *II. Por mantenimiento programado en las instalaciones, siempre que se haya notificado con anterioridad al Usuario Final o su representante;*

> *III. Por incumplimiento de las obligaciones de pago o de garantía de un Usuario Calificado Participante del Mercado frente al CENACE, en cuyo caso el CENACE emitirá la instrucción respectiva;*
> *IV. Por incumplimiento de las obligaciones de pago oportuno por el servicio prestado, en cuyo caso el Suministrador que representa al Centro de Carga emitirá la instrucción respectiva;*
> *V. Por terminación del contrato de Participante del Mercado o del contrato de Suministro, en cuyo caso el CENACE o el Suministrador que representa al Centro de Carga, respectivamente, emitirá la instrucción;*
> *VI. Por realizar actividades o incurrir en omisiones que impidan el funcionamiento adecuado de las redes o que alteren o impidan el funcionamiento normal de los instrumentos de control o de medición;*
> *VII. Por incumplimiento de las normas oficiales mexicanas, o mala operación o fallas en las instalaciones del Usuario Final;*
> *VIII. Por el uso de energía eléctrica en contravención a lo establecido en las Reglas de Mercado o en las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico, según corresponda, y*
> *IX. Por incumplimiento de las obligaciones contractuales cuando en el contrato se estipule que tal incumplimiento implica la suspensión del servicio.*
>
> *En los casos antes señalados, los Transportistas y los Distribuidores podrán proceder al corte del servicio sin requerirse al efecto la intervención previa de autoridad alguna, y sólo deberán restaurar el servicio cuando se subsanen las causas que originaron el corte.*
> *En caso de una suspensión de servicio que posteriormente se determine improcedente, las responsabilidades que deriven corresponderán al CENACE o al Suministrador que en su caso haya emitido la instrucción, siempre y cuando el Transportista o el Distribuidor la haya ejecutado correctamente.*
> *En caso de que el Transportista o el Distribuidor no ejecute la suspensión en un periodo de 24 horas siguientes a la recepción de la instrucción del CENACE o del Suministrador, el consumo que corresponde al periodo subsecuente se cargará al Transportista o al Distribuidor correspondiente.*

De esta forma, se identifica la necesidad de establecer una descripción más detallada del indicador identificado con el **número 3 de la Tabla A**, que unifique criterios y que elimine la ambigüedad existente en las causas que pueden obligar a restablecer el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales cuando no existan fallas en la red.

2. En el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4, Tabla 1 [5], se incluye la descripción para el indicador identificado con el **número 4 de la Tabla A**, Restablecimiento del Suministro Eléctrico en media tensión, el cual se describe como:

> *Tiempo máximo para restablecer el Suministro Eléctrico a Usuarios Finales servidos en media tensión, cuando no existan fallas en la red.*

Lo anterior se puede interpretar, al menos, de dos formas distintas:

- Que cuando no existen fallas en la red, no es necesario restablecer el Suministro Eléctrico a Usuarios Finales servidos en media tensión, lo anterior debido a que efectivamente, no existe falta del Suministro Eléctrico. En este sentido, el indicador cumplirá permanentemente con el 90% establecido en la métrica.
- Que las interrupciones del Suministro Eléctrico que pueden dar origen a este indicador, pueden ser el resultado de interrupciones por causas diferentes a fallas en la red, por ejemplo, por acciones de mantenimiento en los equipos e instalaciones de las RGD, maniobras de reconfiguración o transferencia, obras o acciones programadas que afecten el suministro eléctrico, entre otras. Por lo que, en este caso, este indicador no necesariamente será cero y no se duplicará con los indicadores de continuidad SAIDI, SAIFI y CAIDI.

Por otra parte, La Ley de la Industria Eléctrica (LIE), artículo 41 [2], establece los casos por lo que Los Transportistas y los Distribuidores podrán suspender el servicio a los Usuarios Finales, como se muestra a continuación [2].

Artículo 41.- Los Transportistas y los Distribuidores sólo podrán suspender el servicio a los Usuarios Finales en los casos siguientes:

I. Por caso fortuito y fuerza mayor;

II. Por mantenimiento programado en las instalaciones, siempre que se haya notificado con anterioridad al Usuario Final o su representante;

III. Por incumplimiento de las obligaciones de pago o de garantía de un Usuario Calificado Participante del Mercado frente al CENACE, en cuyo caso el CENACE emitirá la instrucción respectiva;

IV. Por incumplimiento de las obligaciones de pago oportuno por el servicio prestado, en cuyo caso el Suministrador que representa al Centro de Carga emitirá la instrucción respectiva;

V. Por terminación del contrato de Participante del Mercado o del contrato de Suministro, en cuyo caso el CENACE o el Suministrador que representa al Centro de Carga, respectivamente, emitirá la instrucción;

VI. Por realizar actividades o incurrir en omisiones que impidan el funcionamiento adecuado de las redes o que alteren o impidan el funcionamiento normal de los instrumentos de control o de medición;

VII. Por incumplimiento de las normas oficiales mexicanas, o mala operación o fallas en las instalaciones del Usuario Final;

VIII. Por el uso de energía eléctrica en contravención a lo establecido en las Reglas de Mercado o en las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico, según corresponda, y

IX. Por incumplimiento de las obligaciones contractuales cuando en el contrato se estipule que tal incumplimiento implica la suspensión del servicio.

En los casos antes señalados, los Transportistas y los Distribuidores podrán proceder al corte del servicio sin requerirse al efecto la intervención previa de autoridad alguna, y sólo deberán restaurar el servicio cuando se subsanen las causas que originaron el corte.

En caso de una suspensión de servicio que posteriormente se determine improcedente, las responsabilidades que deriven corresponderán al CENACE o al Suministrador que en su caso haya emitido la instrucción, siempre y cuando el Transportista o el Distribuidor la haya ejecutado correctamente.
En caso de que el Transportista o el Distribuidor no ejecute la suspensión en un periodo de 24 horas siguientes a la recepción de la instrucción del CENACE o del Suministrador, el consumo que corresponde al periodo subsecuente se cargará al Transportista o al Distribuidor correspondiente.

De esta forma, se identifica la necesidad de establecer una descripción más detallada del indicador identificado con el **número 4 de la Tabla A**, que unifique criterios y que elimine la ambigüedad existente en las causas que pueden obligar a restablecer el Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales cuando no existan fallas en la red.

3. En cuanto al indicador identificado con el **número 5 en la tabla A**, Restablecimiento del Suministro Eléctrico en Alta Tensión, el Distribuidor confirmó al INEEL, mediante correo electrónico institucional, que durante el año 2018 no atendió instalaciones de Alta Tensión, esto es de 69 kV y superiores.

4. Respecto al indicador identificado con el **número 13 en la Tabla A**, Atención a solicitud de celebración de un nuevo contrato de conexión/interconexión, la Resolución Núm. RES/999/2015 [6] indica que la contratación de un suministro básico estará a cargo del Suministrador de Servicios Básicos por lo que este indicador deberá reportarse por el Suministrador. Sin embargo, si la intención del indicador es considerar las actividades o trabajos que realiza el Distribuidor para la conexión de nuevos suministros esto caería en los indicadores identificados con el 1 y 2 de la Tabla A. Por otra parte, en este indicador cabrían las actividades relacionadas al proceso de interconexión. De esta forma, se identifica la necesidad de establecer una descripción más detallada del indicador, ya que solo especifica el proceso de celebración de un nuevo contrato y no los trabajos que realiza el Distribuidor para la conexión o interconexión a la RGD.

5. Respecto al indicador identificado con el **número 14 en la Tabla A**, Notificación de interrupción programada del servicio, el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4, Tabla 1 [5], lo describe como:

Notificación por parte del Transportista y/o Distribuidores sobre una interrupción programada del servicio por cualquier causa.

Acorde al diagrama y flujo de información descritos en la Figura 1, la descripción del indicador implica que la notificación debe referirse a los Suministradores, sin embargo, no se define de manera explícita. De esta forma, se identifica la necesidad de establecer una descripción más detallada del indicador, aclarando quién debe ser el receptor de la notificación referida.

6. Con base en la Resolución Núm. RES/948/2015, Apartado 3. Evaluación de Indicadores de Disponibilidad, Continuidad y Calidad, Artículo 19. Evaluación de la Calidad y Continuidad de las

Redes Generales de Distribución [4], no está establecido como entregable el concepto de causas atribuibles a "casos fortuitos y de fuerza mayor" para los indicadores identificados con los **números 17 y 18 de la Tabla A**, Número promedio de interrupciones por año (SAIFI) y Duración promedio de las interrupciones sin causas externas (CAIDI), respectivamente. Lo anterior se complementa con lo descrito en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 5 [5], en el cual se establecen los siguientes límites:

Número promedio de interrupciones por año

Distribuidor: SAIFI < 0.94

Duración promedio de las interrupciones sin causas externas

CAIDI: ≤ 53 minutos

Estos límites establecidos, implican que se trata de los indicadores sin causas atribuibles a "casos fortuitos y de fuerza mayor".

7. Los indicadores identificados con los **números 15, 16 y 19 de la Tabla A**, miden la calidad del servicio de Distribución. Los resultados de la revisión de estos indicadores se muestran en la Tabla B, los cuales tienen la siguiente descripción acorde al Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 5, Tabla 2 [5]

No.	Indicadores	Descripción [5]
15	*Porcentaje total de solicitudes y quejas atendidas*	*(No. de solicitudes y quejas atendidas / No. de solicitudes y quejas recibidas) x 100. Deberá calcularse mensualmente, diferenciando entre solicitudes y quejas. De manera global y por Suministrador, procedentes e improcedentes. Para las quejas, además de lo anterior se debe diferenciar el medio de presentación: Escrito, Teléfono, Correo electrónico, Pagina Web o Autoridad del Sector Eléctrico.* *Clasificación:* *Bueno: Mayor o igual a 90%* *Deficiente: Menor a 90%*
16	*Tiempo promedio de atención de quejas*	*Tiempo promedio requerido para que las quejas de los Suministradores sean atendidas (Tiempo Total de las Quejas Atendidas / No. de Total de Quejas recibidas) Se calculara mensualmente por tipo de Suministrador.*
19	Percepción del servicio	*Percepción cualitativa de los Suministradores sobre el servicio de transmisión y distribución. Obtenido a través de encuestas.*

Tabla B. Métricas de calidad del servicio de distribución. [5]

De la revisión, se tiene las siguientes conclusiones:

8. Para el indicador identificado con el **número 15 de la Tabla A** y **Tabla B**, se identifica la necesidad de establecer una descripción más detallada que permita discriminar los conceptos "solicitudes" y "quejas", ya que al no tener una descripción que marque la diferencia, una *solicitud* puede interpretarse como una *queja*, y viceversa, una *queja* puede ser atendida como una *solicitud*. En el mismo sentido, la fórmula indica que las *solicitudes y quejas* deben tener el mismo tratamiento para el numerador como para el denominador, pero en la descripción se solicita diferenciarlas, sin establecer el mecanismo para hacerlo.

9. Para el indicador identificado con el **número 16 de la Tabla A** y **Tabla B**. Se identifica la necesidad de establecer una descripción más detallada del indicador, aclarando si la queja es del Suministrador directamente al Distribuidor, o bien, se trata de las quejas de los Usuarios Finales para el Distribuidor a través del Suministrador, de forma que se elimine la ambigüedad existente.

10. Para el indicador identificado con el **número 19 de la Tabla A** y **Tabla B**. Se identifica que se trata de encuestas que deben ser aplicadas a los Suministradores sobre el servicio de Transmisión y Distribución. En este caso aplicaría solamente para calificar al Distribuidor, evaluando cualitativamente (por ejemplo: Excelente, Bueno, ...), el servicio proporcionado por el Distribuidor.

6.2. Discrepancias identificadas entre las Resoluciones RES/948/2015 y RES/999/2015

1. En la Resolución Núm. RES/948/2015, Artículo 19, párrafo 19.2.1. Índices de restablecimiento de elementos, fracción iv. Índice de Conexión de nuevos suministros [4] y párrafo 19.2.5. Índice de conexión de nuevos suministros [4], se establece un indicador para estimar la capacidad para conectar a un nuevo suministro; esta métrica es atendida con los indicadores identificados con el **número 1 y 2 de la Tabla A**, los cuales tienen la siguiente descripción acorde al Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4, Tabla 1 [5]:

Tabla 1. Plazos por tipo de Solicitud

	Trámite	Descripción	Unidad	Urbano	Rural	% Cumplimiento
1	Conexión (o negativa) de nuevos suministros en baja tensión	Tiempo máximo para conectar nuevos suministros en baja tensión, o respuesta negativa fundada y motivada, cuando no sea necesario construir o modificar la red de distribución.	Día Hábil	5	7	90%
2	Conexión (o negativa) de nuevos suministros en media tensión	Tiempo máximo para conectar nuevos suministros en media tensión o respuesta negativa fundada y motivada, cuando no sea necesario construir o modificar la red de distribución.	Día Hábil	4	6	90%

2. Respecto al indicador identificado con el **número 1 de la Tabla A**, Conexión (o negativa) de nuevos suministros en baja tensión:

- En el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4 [5], se establece un tiempo máximo para conectar nuevos suministros en baja tensión de 5 y 7 días hábiles para los usuarios urbanos y rurales respectivamente.
- Por otra parte, la Resolución Núm. RES/999/2015, Artículo 13, fracción II, inciso a) [6], indica que el Suministrador de Servicios Básicos proporcionará el Suministro Básico en 2 y 5 días hábiles para los usuarios urbanos y rurales respectivamente, en particular, establece los siguientes plazos:

> *II. El Suministrador de Servicios Básicos proporcionará el Suministro Básico dentro de los siguientes plazos, siempre que existan las instalaciones físicas para hacerlo y cumplan con la normatividad vigente:*
>
> *a. Para servicios en baja tensión, dos días hábiles a partir de la fecha de firma del Contrato de Suministro cuando se trate de poblaciones urbanas (2500 o más habitantes, o cuando sea cabecera municipal, independientemente del número de habitantes); y cinco días hábiles a partir de la fecha de firma del Contrato de Suministro cuando se trate de poblaciones rurales (menos de 2500 habitantes);*
> *b. ...*

3. Respecto al indicador identificado con el **número 2 de la Tabla A**, Conexión (o negativa) de nuevos suministros en media tensión:

   - En el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4 [5], se establece un tiempo máximo para conectar nuevos suministros en media tensión de 4 y 6 días hábiles para usuarios urbanos y rurales respectivamente.
   - Por otra parte, la Resolución Núm. RES/999/2015, Artículo 13, fracción II, inciso b) [6], indica que el Suministrador de Servicios Básicos proporcionará el Suministro Básico en 3 y 7 días hábiles para los usuarios urbanos y rurales respectivamente, en particular, establece los siguientes plazos:

> *II. El Suministrador de Servicios Básicos proporcionará el Suministro Básico dentro de los siguientes plazos, siempre que existan las instalaciones físicas para hacerlo y cumplan con la normatividad vigente:*
> *a. ...*
> *b. Para servicios en media o alta tensión, tres días hábiles a partir de la fecha de firma del Contrato de Suministro cuando se trate de poblaciones urbanas (2500 o más habitantes, o cuando sea cabecera municipal, independientemente del número de habitantes); y siete días hábiles a partir de la fecha de firma del Contrato de Suministro cuando se trate de poblaciones rurales (menos de 2500 habitantes);*

Lo anterior representa una discrepancia importante ya que, en ambos indicadores, los plazos que requiera el Suministrador de Servicios Básicos corresponden a solamente una parte del proceso necesario para proporcionar el Suministro Básico a usuarios de baja o media tensión.

4. Respecto al indicador identificado con el **número 12 de la Tabla A**, Reconexión de servicios cortados por falta de pago:

    - En el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4 [5], se establece un tiempo máximo de reconexión de 4 y 5 días hábiles para usuarios urbanos y rural respectivamente.
    - Por otra parte, la Resolución Núm. RES/999/2015, Artículo 19.1 fracción X, inciso f) [6], indica un plazo de 48 horas sin tomar en cuenta si el usuario es urbano o rural, específicamente establece:

> *f. La reconexión del Suministro Eléctrico deberá realizarse en un máximo de 48 horas posteriores al cumplimiento de los requisitos y pago de los costos respectivos, de ser el caso, por parte del Usuario Final.*

Lo anterior representa una discrepancia importante que debe aclararse y ser compatible entre ambas Resoluciones [4] y [6].

- Respecto al indicador identificado con el **número 14 de la Tabla A**, Notificación de interrupción programada del servicio:

    - En el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4 [5], se establece un plazo de 48 horas para servicios urbanos y rurales.
    - El plazo descrito debe corresponder a la notificación directa del Distribuidor a los usuarios finales en concordancia con la Resolución Núm. RES/999/2015, Artículo 18.1 fracción II [6] que indica:

> *II. En caso de las interrupciones programadas a que se refiere el artículo 66 del Reglamento, el Distribuidor o Transportista estará obligado a informar al Suministrador de Servicios Básicos a la brevedad, y con un plazo no menor a 72 horas de anticipación, a través de los medios de comunicación que acuerden las partes. Lo anterior con independencia de que dicho Distribuidor o Transportista, pueda informar directamente a los Usuarios Finales con al menos 48 horas de anticipación.*
> *Por su parte, el Suministrador de Servicios Básicos estará obligado a informar dicho evento a sus Usuarios Finales a la brevedad, y con un plazo no menor a 48 horas de anticipación, a través de un medio de difusión masivo.*
> ...

Lo anterior representa un caso que puede ser interpretado de diferentes formas, por lo que debe aclararse y ser compatible entre ambas Resoluciones [4] y [6].

7. Análisis del Informe Público Anual 2018 de indicadores de CFE-Distribución

Acorde a lo descrito en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 6. Sobre el Informe Público, fracción I, inciso c) [5], los indicadores que participan en el Informe Público Anual son únicamente los mencionados en los **Apartados 4 y 5** del mismo Apéndice B, del Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015 [5], los cuales no cubren los 22 indicadores establecidos en toda la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] para la evaluación de la Calidad y Continuidad de las Redes Generales de Distribución.

Con base en el análisis de las métricas de los indicadores de los **Apartados 4 y 5**, del Apéndice B y del Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015 [5], se encontró que el Informe Público Anual que entrega el Distribuidor a la Comisión debe contener únicamente los indicadores de calidad del servicio y tiempos de respuesta que se muestran a continuación en la Tabla C. En esta misma Tabla C se identifican los indicadores presentados en el Informe Público Anual 2018 de CFE Distribución de las "Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica" [7].

No.	Indicador analizado	Indicadores aplicables al Distribuidor [4] y [5]	Indicadores entregados por el Distribuidor [7]
Métricas de plazos de atención por tipo de solicitud *			
1	Conexión (o negativa) de nuevos suministros en baja tensión.	SI (1)	SI (1)
2	Conexión (o negativa) de nuevos suministros en media tensión.	SI (2)	SI (2)
3	Restablecimiento del Suministro Eléctrico en baja tensión.	SI (3)	SI (3)
4	Restablecimiento del Suministro Eléctrico en media tensión.	SI (4)	NO
5	Restablecimiento del Suministro Eléctrico sectorial por falla.	SI (5)	SI (4)
6	Atención a inconformidad por deficiencias en la Tensión de suministro.	SI (6)	SI (5)
7	Modificación de Acomedida para incrementar la carga en servicios de baja tensión (2 hilos).	SI (7)	SI (6)
8	Atención a solicitud de revisión del medidor.	SI (8)	SI (7)
9	Atención a solicitud de reposición del medidor.	SI (9)	SI (8)
10	Atención a solicitud de instalación de un medidor bidireccional.	SI (10)	Si (9)
11	Reconexión de servicios cortados por falta de pago.	SI (11)	SI (10)
12	Notificación de interrupción programada del servicio.	SI (12)	NO**

No.	Indicador analizado	Indicadores aplicables al Distribuidor [4] y [5]	Indicadores entregados por el Distribuidor [7]
Métricas de calidad del servicio de distribución			
13	Porcentaje total de total de solicitudes y quejas atendidas.	SI (13)	NO
14	Tiempo promedio de atención de quejas.	SI (14)	NO
15	Número promedio de interrupciones por año (SAIFI).	SI (15)	SI (11)
16	Duración promedio de las interrupciones sin causas externas (CAIDI).	SI (16)	SI (12)
17	Percepción del servicio.	SI (17)	NO

** NOTA: Quedan excluidos de esta tabla, las métricas 5 y 13 de la Tabla A, ya que no aplican al Distribuidor.*
*** NOTA: En el Oficio CFE-DIS-043-2018 del 21 de junio de 2018 [9] se describe el medio de notificación, pero no se integra el indicador.*

Tabla C. Indicadores del Informe Público Anual resultado del análisis de la RES/948/2015 [4] y su Anexo [5] y los entregados por el Distribuidor en el Informe 2018 [7].

Para el análisis de los indicadores del Informe Público Anual 2018 de CFE, se consideró el siguiente punto:

- El mecanismo de la URL con la que CFE Distribución notifica al Suministrador de Servicios Básicos las interrupciones programadas, inició funciones a partir del 7 de diciembre de 2017, fecha del oficio CFE-DIS-767 con el que se emite la notificación correspondiente al Suministrador [9].

Del análisis realizado, se identifica lo siguiente:

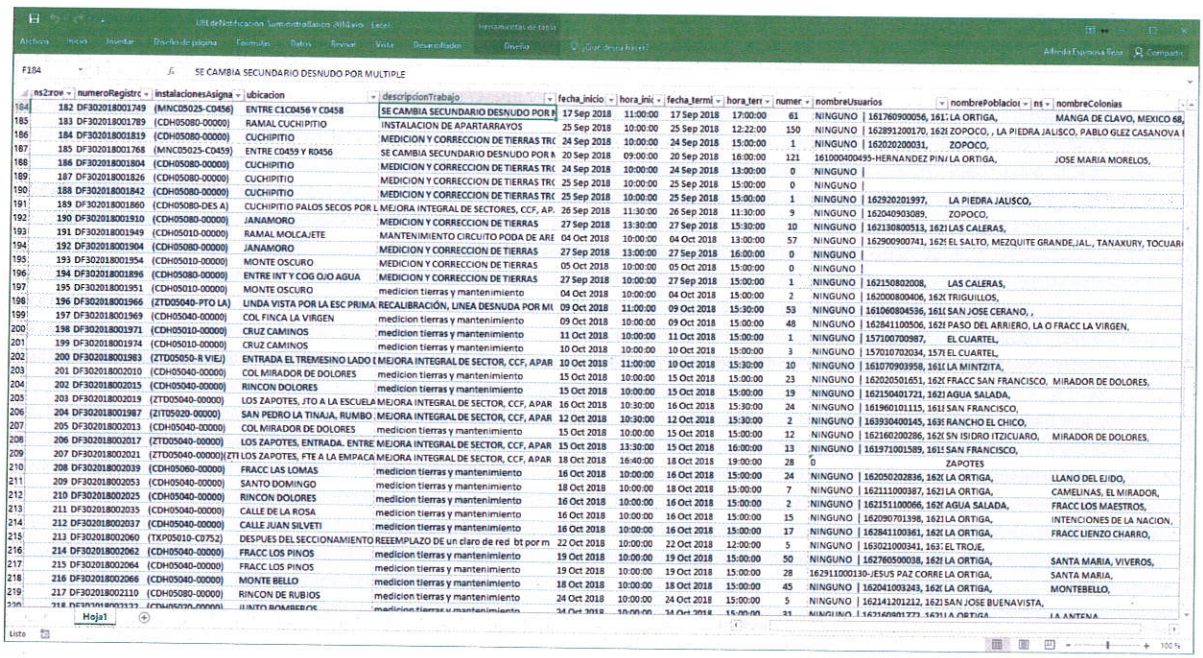
1. Respecto al indicador identificado con el **número 1 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
2. Respecto al indicador identificado con el **número 2 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
3. Respecto al indicador identificado con el **número 3 de la Tabla C**, a pesar de que el Distribuidor lo integró en el Informe 2018, es necesario contar con la aclaración descrita en el Punto 6.1 de este documento para que el Distribuidor esté en condiciones de calcular adecuadamente las métricas asociadas.
4. Respecto al indicador identificado con el **número 4 de la Tabla C**, es necesario contar con la aclaración descrita en el Punto 6.1 de este documento para que el Distribuidor esté en condiciones de calcular adecuadamente las métricas asociadas.
5. Respecto al indicador identificado con el **número 5 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
6. Respecto al indicador identificado con el **número 6 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
7. Respecto al indicador identificado con el **número 7 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
8. Respecto al indicador identificado con el **número 8 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
9. Respecto al indicador identificado con el **número 9 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
10. Respecto al indicador identificado con el **número 10 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
11. Respecto al indicador identificado con el **número 11 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
12. Respecto al indicador identificado con el **número 12 de la Tabla C**, el Distribuidor informó que la notificación la realiza al Suministrador mediante una URL. En el Oficio CFE-DIS-043-2018 del 21 de

junio de 2018 [9] se describe el medio de notificación, pero no se integra el indicador en el Informe 2018.

En el Anexo 10 del oficio CFE-DIS-043-2018 [9], el Distribuidor indica que, actualmente el Distribuidor informa al Suministrador de las interrupciones programadas del servicio a usuarios finales por mantenimiento programado dentro del plazo de 72 horas, a través de la siguiente URL: http://10.9.30.20/wsSuministroBasico/ServiceSB.asmx?op=listaProgramadas

La Figura 2 muestra de manera visual, un ejemplo de la forma que actualmente se presenta el resultado de una consulta efectuada al servicio de información de interrupciones programadas del servicio.

Es de observarse que la URL descrita no se trata de un servicio con interfaz gráfica de usuario, se trata de un servicio de información o interfaz de datos para lectura por máquina; de esta forma, la información disponible y publicada por el Distribuidor puede ser actualizada dinámicamente y un sistema de información del Suministrador la puede consumir de manera estandarizada para su uso y despliegue a los usuarios que así lo requieran. Esta técnica es ampliamente conocida, aceptada y difundida en el contexto de desarrollo e integración de sistemas de información, se trata de una estrategia para la interoperabilidad sintáctica entre sistemas de información.



F184 — SE CAMBIA SECUNDARIO DESNUDO POR MULTIPLE

	ns2:row	numeroRegistrc	instalacionesAsigna	ubicacion	descripcionTrabajo	fecha_inicio	hora_ini	fecha_termi	hora_terr	numer	nombreUsuarios	nombrePoblacio	ns	nombreColonias
184	182	DF302018001749	(MNC05025-C0456)	ENTRE C1C0456 Y C0458	SE CAMBIA SECUNDARIO DESNUDO POR M	17 Sep 2018	11:00:00	17 Sep 2018	17:00:00	61	NINGUNO | 161760900056, 161!	LA ORTIGA,		MANGA DE CLAVO, MEXICO 68,
185	183	DF302018001789	(CDH05080-00000)	RAMAL CUCHIPITIO	INSTALACION DE APARTARRAYOS	25 Sep 2018	10:00:00	25 Sep 2018	12:22:00	150	NINGUNO | 16289120017O, 162!	ZOPOCO, , LA PIEDRA JALISCO, PABLO GLEZ CASANOVA		
186	184	DF302018001819	(CDH05080-00000)	CUCHIPITIO	MEDICION Y CORRECCION DE TIERRAS TRA	24 Sep 2018	10:00:00	24 Sep 2018	15:00:00	1	NINGUNO | 162020200031,	ZOPOCO,		
187	185	DF302018001768	(MNC05025-C0459)	ENTRE C0459 Y R0456	SE CAMBIA SECUNDARIO DESNUDO POR M	20 Sep 2018	09:00:00	20 Sep 2018	16:00:00	121	161000400495-HERNANDEZ PIN	LA ORTIGA,		JOSE MARIA MORELOS,
188	186	DF302018001804	(CDH05080-00000)	CUCHIPITIO	MEDICION Y CORRECCION DE TIERRAS TRA	24 Sep 2018	10:00:00	24 Sep 2018	13:00:00	0	NINGUNO |			
189	187	DF302018001826	(CDH05080-00000)	CUCHIPITIO	MEDICION Y CORRECCION DE TIERRAS TRA	25 Sep 2018	10:00:00	25 Sep 2018	15:00:00	0	NINGUNO |			
190	188	DF302018001842	(CDH05080-00000)	CUCHIPITIO	MEDICION Y CORRECCION DE TIERRAS TRA	25 Sep 2018	10:00:00	25 Sep 2018	15:00:00	1	NINGUNO | 162920201997,	LA PIEDRA JALISCO,		
191	189	DF302018001860	(CDH05080-DES A)	CUCHIPITIO PALOS SECOS POR L	MEJORA INTEGRAL DE SECTORES, CCF, AP	26 Sep 2018	11:30:00	26 Sep 2018	11:30:00	9	NINGUNO | 162040903089,	ZOPOCO,		
192	190	DF302018001910	(CDH05080-00000)	JANAMORO	MEDICION Y CORRECCION DE TIERRAS	27 Sep 2018	13:30:00	27 Sep 2018	15:30:00	10	NINGUNO | 162130800513, 162!	LAS CALERAS,		
193	191	DF302018001949	(CDH05010-00000)	RAMAL MOLCAJETE	MANTENIMIENTO CIRCUITO PODA DE ARE	04 Oct 2018	10:00:00	04 Oct 2018	13:00:00	57	NINGUNO | 162900900741, 162!	EL SALTO, MEZQUITE GRANDE,JAL., TANAXURY, TOCUARI		
194	192	DF302018001904	(CDH05080-00000)	JANAMORO	MEDICION Y CORRECCION DE TIERRAS	27 Sep 2018	13:00:00	27 Sep 2018	16:00:00	0	NINGUNO |			
195	193	DF302018001954	(CDH05010-00000)	MONTE OSCURO	MEDICION Y CORRECCION DE TIERRAS	05 Oct 2018	10:00:00	05 Oct 2018	15:00:00	0	NINGUNO |			
196	194	DF302018001896	(CDH05080-00000)	ENTRE INT Y COG OJO AGUA	MEDICION Y CORRECCION DE TIERRAS	27 Sep 2018	10:00:00	27 Sep 2018	15:00:00	1	NINGUNO | 162150802008,	LAS CALERAS,		
197	195	DF302018001951	(CDH05010-00000)	MONTE OSCURO	medicion tierras y mantenimiento	04 Oct 2018	10:00:00	04 Oct 2018	15:00:00	2	NINGUNO | 162000800406, 162!	TRIGUILLOS,		
198	196	DF302018001966	(ZTD05040-PTO LA)	LINDA VISTA POR LA ESC PRIMA	RECALIBRACIÓN, LINEA DESNUDA POR MU	09 Oct 2018	11:00:00	09 Oct 2018	15:30:00	53	NINGUNO | 161060804536, 161!	SAN JOSE CERANO, ,		
199	197	DF302018001969	(CDH05040-00000)	COL FINCA LA VIRGEN	medicion tierras y mantenimiento	09 Oct 2018	10:00:00	09 Oct 2018	15:00:00	48	NINGUNO | 162841100506, 162!	PASO DEL ARRIERO, LA O FRACC LA VIRGEN,		
200	198	DF302018001971	(CDH05010-00000)	CRUZ CAMINOS	medicion tierras y mantenimiento	11 Oct 2018	10:00:00	11 Oct 2018	15:00:00	3	NINGUNO | 157010702034, 157!	EL CUARTEL,		
201	199	DF302018001974	(CDH05010-00000)	CRUZ CAMINOS	medicion tierras y mantenimiento	10 Oct 2018	10:00:00	10 Oct 2018	15:00:00	1	NINGUNO | 157100700987,	EL CUARTEL,		
202	200	DF302018001983	(ZTD05050-R VIEJ)	ENTRADA EL TREMESINO LADO I	MEJORA INTEGRAL DE SECTOR, CCF, APAR	10 Oct 2018	11:00:00	10 Oct 2018	15:30:00	10	NINGUNO | 161070903958, 161!	LA MINTZITA,		
203	201	DF302018002010	(CDH05040-00000)	COL MIRADOR DE DOLORES	medicion tierras y mantenimiento	15 Oct 2018	10:00:00	15 Oct 2018	15:00:00	23	NINGUNO | 162020501651, 162!	FRACC SAN FRANCISCO, MIRADOR DE DOLORES,		
204	202	DF302018002015	(CDH05040-00000)	RINCON DOLORES	medicion tierras y mantenimiento	15 Oct 2018	10:00:00	15 Oct 2018	15:00:00	19	NINGUNO | 162150401721, 162!	AGUA SALADA,		
205	203	DF302018002019	(ZTD05040-00000)	LOS ZAPOTES, ¿TO A LA ESCUELA	MEJORA INTEGRAL DE SECTOR, CCF, APAR	16 Oct 2018	10:30:00	16 Oct 2018	15:30:00	24	NINGUNO | 161960101115, 161!	SAN FRANCISCO,		
206	204	DF302018001987	(ZTD05020-00000)	SAN PEDRO LA TINAJA, RUMBO	MEJORA INTEGRAL DE SECTOR, CCF, APAR	12 Oct 2018	10:30:00	12 Oct 2018	15:30:00	2	NINGUNO | 163930400145, 163!	RANCHO EL CHICO,		
207	205	DF302018002013	(CDH05040-00000)	COL MIRADOR DE DOLORES	medicion tierras y mantenimiento	15 Oct 2018	10:00:00	15 Oct 2018	15:00:00	12	NINGUNO | 162160200286, 162!	SN ISIDRO ITZICUARO, MIRADOR DE DOLORES,		
208	206	DF302018002017	(ZTD05040-00000)	LOS ZAPOTES, ENTRADA. ENTRE	MEJORA INTEGRAL DE SECTOR, CCF, APAR	15 Oct 2018	13:30:00	15 Oct 2018	16:00:00	13	NINGUNO | 161971001589, 161!	SAN FRANCISCO,		
209	207	DF302018002021	(ZTD05040-00000)	LOS ZAPOTES, FTE A LA EMPACA	MEJORA INTEGRAL DE SECTOR, CCF, APAR	18 Oct 2018	16:40:00	18 Oct 2018	19:00:00	28	0	ZAPOTES		
210	208	DF302018002039	(CDH05060-00000)	FRACC LAS LOMAS	medicion tierras y mantenimiento	16 Oct 2018	10:00:00	16 Oct 2018	15:00:00	24	NINGUNO | 162050202836, 162!	LA ORTIGA,		LLANO DEL EJIDO,
211	209	DF302018002053	(CDH05040-00000)	SANTO DOMINGO	medicion tierras y mantenimiento	18 Oct 2018	10:00:00	18 Oct 2018	15:00:00	7	NINGUNO | 162111000387, 162!	LA ORTIGA,		CAMELINAS, EL MIRADOR,
212	210	DF302018002025	(CDH05040-00000)	RINCON DOLORES	medicion tierras y mantenimiento	16 Oct 2018	10:00:00	16 Oct 2018	15:00:00	2	NINGUNO | 162151100066, 162!	AGUA SALADA,		FRACC LOS MAESTROS,
213	211	DF302018002035	(CDH05040-00000)	CALLE DE LA ROSA	medicion tierras y mantenimiento	16 Oct 2018	10:00:00	16 Oct 2018	15:00:00	15	NINGUNO | 162090701398, 162!	LA ORTIGA,		INTENCIONES DE LA NACION,
214	212	DF302018002037	(CDH05040-00000)	CALLE JUAN SILVETI	medicion tierras y mantenimiento	16 Oct 2018	10:00:00	16 Oct 2018	15:00:00	17	NINGUNO | 162841100361, 162!	LA ORTIGA,		FRACC LIENZO CHARRO,
215	213	DF302018002060	(TXP05010-C0752)	DESPUES DEL SECCIONAMIENTO	REEEMPLAZO DE un claro de red bt por m	22 Oct 2018	10:00:00	22 Oct 2018	12:00:00	5	NINGUNO | 163021000341, 163!	EL TROJE,		
216	214	DF302018002062	(CDH05040-00000)	FRACC LOS PINOS	medicion tierras y mantenimiento	19 Oct 2018	10:00:00	19 Oct 2018	15:00:00	50	NINGUNO | 162760500038, 162!	LA ORTIGA,		SANTA MARIA, VIVEROS,
217	215	DF302018002064	(CDH05040-00000)	FRACC LOS PINOS	medicion tierras y mantenimiento	19 Oct 2018	10:00:00	19 Oct 2018	15:00:00	28	162911000130-JESUS PAZ CORRE	LA ORTIGA,		SANTA MARIA,
218	216	DF302018002066	(CDH05040-00000)	MONTE BELLO	medicion tierras y mantenimiento	18 Oct 2018	10:00:00	18 Oct 2018	15:00:00	45	NINGUNO | 162041003243, 162!	LA ORTIGA,		MONTEBELLO,
219	217	DF302018002110	(CDH05080-00000)	RINCON DE RUBIOS	medicion tierras y mantenimiento	24 Oct 2018	10:00:00	24 Oct 2018	15:00:00	5	NINGUNO | 162141201212, 162!	SAN JOSE BUENAVISTA,		
220	218	DF302018002122	(CDH05020-00000)	JUNTO BOMBEROS	medicion tierras y mantenimiento	24 Oct 2018	10:00:00	24 Oct 2018	15:00:00	31	NINGUNO | 162160901772, 162!	LA ORTIGA,		LA ANTENA

Figura 2. Ejemplo de resultado visual (vista parcial) de la consulta a los registros de interrupciones programadas en la Zona Zitácuaro de la División Centro Occidente para un periodo del año 2018.

Dentro de la información de la Figura 2, se observa que para estar en condiciones de confirmar que se cumplen con las métricas del indicador "*Notificación por parte del Transportista y/o Distribuidores sobre una interrupción programada del servicio por cualquier causa*" establecidas en Anexo de la

Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4, Tabla 1 [5], en la URL hace falta la información de fecha y hora de registro de las notificaciones.

13. Respecto a los indicadores identificados con los **números 13 y 14 de la Tabla C**, es necesario contar con la aclaración descrita en el Punto 6.1 de este documento para que el Distribuidor esté en condiciones de calcular adecuadamente las métricas asociadas.
14. Respecto al indicador identificado con el **número 15 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
15. Respecto al indicador identificado con el **número 16 de la Tabla C**, se integra en el Informe 2018.
16. Respecto al indicador identificado con el **número 17 de la Tabla C**, no se identificó la entrega de este indicador por parte del Distribuidor en el Informe 2018. Este indicador se trata de encuestas cualitativas que deben ser aplicadas a los Suministradores sobre el servicio del Distribuidor.

7.1. Documentos de la Comisión revisados

a) Oficio UE-240/40870/2018 del 10 de mayo de 2018 [9]. Requerimiento de información complementaria relativa a los informes mensuales, trimestrales y anuales del desempeño de las Redes Generales de Distribución (los Informes).
    a. Se solicita a CFE Distribución información complementaría relacionada con los Informes de los indicadores mensuales, trimestrales y anuales para los años 2016 y 2017. Resultado de la revisión y análisis de los informes presentados a la Comisión, los cuales se advierte que resultaron insuficientes e incongruentes para cumplir con las obligaciones señaladas en Apartado 3, articulo 19, numeral 19.4 y Apéndice B, Apartado 6, fracción I y II de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y presentación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 16 y 26 de febrero de 2016, respectivamente, referente a los indicadores para determinar el desempeño de las Redes Generales de Distribución (RGD).

7.2. Documentos de CFE Distribución revisados

a) Oficio CFE-DIS-044-2016 del 14 de diciembre de 2016. Solicitud de apoyo (a la CRE) para aclarar incertidumbres.
b) Oficio CFE-DIS-684-2017 del 1 de noviembre de 2017. Solicitud de aclaración (a la CRE).
c) Oficio CFE-DIS-070-2018 del 8 de febrero de 2018. Solicitud de aclaración (a la CRE).
d) Informe Público Anual 2018 de CFE Distribución [7].
    a. Se especifica la entrega de 12 indicadores con valores análogos que están en condiciones de calcular en el momento de la entrega.
    b. Se especifica la entrega de 3 indicadores adicionales que están en condiciones de calcular en el momento de la entrega.
    c. Se describe que, los indicadores contenidos en los apartados 4 y 5 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de acceso abierto y su Anexo, muestran valores que exhiben variantes en su algoritmo de cálculo. Adicionalmente para el resto de los indicadores de los apartados referidos, existen imprecisiones que imposibilitan el cálculo.
e) Oficio CFE-DIS-043-2018 del 21 de junio de 2018 [10]. Contestación a oficio número UE-240/40870/2018 (de la CRE) de fecha 10 de mayo de 2018.

a. Para el indicador "Restablecimiento del suministro eléctrico en media tensión", por la interpretación, el reporte siempre sería valor cero eventos, adicionalmente, el restablecimiento eléctrico en media tensión se duplicaría con lo reportado en los indicadores de continuidad (SAIDI, SAIFI y CAIDI). La Comisión les indicó que no se reportara para evitar duplicidad o confusiones.
b. Para el indicador "Restablecimiento del suministro eléctrico en alta tensión", se indica que, de acuerdo a las Disposiciones, las instalaciones en Alta Tensión son responsabilidad del Transportista; lo cual es congruente con el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, Artículo 2, fracción I "Alta Tensión: La tensión de Suministro Eléctrico a niveles mayores a 35 kilovolts" [8].
c. Para el indicador "Atención a solicitud de celebración de nuevo contrato de conexión/interconexión", el trámite es obligación de los Suministradores, por lo que no cuentan con información.
d. Para el indicador "Notificación de interrupción programada del servicio", a partir de diciembre de 2017 se notifica en el plazo estipulado mediante ULR al único Suministrador, CFE Suministrador de Servicios Básicos. El anexo 10, indica el cumplimiento de la notificación en 72 horas, para que el suministrador esté en condiciones de notificar al usuario final en 48 horas.

8. Revisión y evaluación de los métodos de cálculo de los indicadores

La revisión y evaluación de los métodos de cálculo de los indicadores presentados en el Informe Público Anual 2018 de las "Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica" [7], se realizó desde dos perspectivas:

a) Componentes de los indicadores.
b) Valores reportados.

A continuación, se describen los resultados de la revisión y evaluación de los métodos de cálculo de los indicadores.

8.1. Componentes de los indicadores

En este caso, la revisión y evaluación de los indicadores reportados en el Informe Público Anual 2018 consistió en verificar que lo presentado en el Informe 2018 y lo disponible en el portal de Internet del Distribuidor se cubran los requerimientos generales especificados en la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y su Anexo [5]. Estos requerimientos generales son:

a) Formato libre, especificado en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 6. Sobre el Informe Público, fracción I [5].
b) Entrega en los primeros 30 días de cada año con respecto al año anterior, especificado en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 6. Sobre el Informe Público, fracción I, inciso c) [5].

c) Indicadores especificados en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartados 4 y 5 [5].
d) Desagregación de los indicadores de acuerdo a lo solicitado en las métricas de los indicadores del Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartados 4 y 5 [5].

8.1.1. Revisión de los indicadores presentados en el Informe Público Anual

Para esta revisión se cuenta con una copia digital del Informe Público Anual 2018 de las "Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica". A continuación, se presentan estos resultados:

De la información obligatoria

1. De los 17 indicadores de la Tabla C, solamente 14 están descritos de forma clara y libre de ambigüedad en la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015 [5]. Los indicadores identificados con los números 4, 13 y 14 de la Tabla C, requieren de aclaración para poder ser calculados adecuadamente.

2. De los 14 indicadores referidos en el párrafo anterior, el Distribuidor presenta 12 en el Informe Público Anual 2018.

3. Los indicadores faltantes por parte del Distribuidor en su Informe Público Anual 2018 [7] son los siguientes: "Notificación de interrupción programada del servicio" y "Percepción del servicio".

Del Informe Público Anual 2018

4. El Informe Público Anual 2018 [7] está desarrollado en un formato libre, cumpliendo con lo especificado en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 6. Sobre el Informe Público, fracción I [5].

5. El Informe Público Anual 2018 [7] está en tiempo para ser entregado por la Dirección General de CFE Distribución a la Comisión antes del 30 de enero 2019, para cumplir con lo especificado en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 6. Sobre el Informe Público, fracción I, inciso c) [5].

6. En el Informe Público Anual 2018 [7] cumple parcialmente con la presentación de los indicadores especificados en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartados 4 y 5 [5].

    - En relación a los indicadores especificados en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4 [5], en el Informe Público Anual 2018 se presentan únicamente 10 de los 12 indicadores atribuibles al Distribuidor.
    - En relación a los indicadores especificadores en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 5 [5], en el Informe Público Anual 2018 se presentan únicamente 2 de los 5 indicadores atribuibles al Distribuidor.

7. Adicionalmente, en el Informe Público Anual 2018 [7] se presentan 3 indicadores que no están especificados en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartados 4 y 5 [5], para integrase a este informe. En relación a este punto, el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 6, fracción III, indica [5]:

> *III. En caso que el Transportista o los Distribuidores opten por incluir información adicional a la obligatoria en el informe, se deberá presentar por separado y distinguirse claramente de la información obligatoria.*

De esta indicación, en el Informe Público Anual 2018 [7] se hace la separación y distinción entre la información adicional a la información obligatoria en el informe.

8. En el Informe Público Anual 2018 [7] se presentan los indicadores mencionados en el párrafo 6 anterior, desagregados de la siguiente manera:

   - Los indicadores de atención de quejas del servicio están desagregados a nivel Nacional, Urbano, Rural y por mes, cumpliendo con las formas de desagregación solicitados en las métricas de los indicadores del Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4 [5].
   - Los indicadores de calidad del servicio presentados están desagregados a nivel Nacional, por mes y acumulado anual; cumpliendo con el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 5 [5], en virtud de que se incluye la desagregación referida para los siguientes indicadores:

     - Para el indicador "Número promedio de interrupciones por año" se incluye el acumulado anual, acorde a la descripción [5]:

> *Número promedio de interrupciones que un Usuario Final del servicio de suministro puede esperar tener durante un año.*

     - Para el indicador "Duración promedio de las interrupciones sin causas externas" se incluye el acumulado anual, acorde a la descripción [5]:

> *Duración promedio de las interrupciones individuales del suministro Eléctrico (CAIDI), a causa del incumplimiento de los criterios establecidos en el Código de Red atribuidas al Transportista o Distribuidor. Deberá calcularse anualmente a nivel nacional y se determinará para cada División de Distribución.*

8.1.2. Revisión detallada de los indicadores

Para esta revisión, CFE Distribución puso a disposición del INEEL los datos con la información fuente de los indicadores reportados en el Informe Público Anual 2018 [7]. La información cubre de manera detallada el desagregado de los indicadores que presenta el Informe Público Anual 2018 de las "Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica" [7].

En la información fuente proporcionada, es posible desagregar los indicadores a nivel Nacional, por División, por Zona y por Área, adicionalmente, por urbano y rural y por año, mes o para un periodo específico del año 2018.

Desagregando los indicadores a nivel Nacional, División, Zona y Área se observan únicamente 12 de los 14 indicadores atribuibles al Distribuidor especificados libres de ambigüedad en la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y su Anexo [5], como se describe en el Punto 6.1 de este documento.

Para los Indicadores del Apartado 5. Sobre la métrica de calidad del servicio de Transmisión y Distribución, únicamente se observan los indicadores SAIDI (Índice de la duración promedio de interrupciones en distribución), SAIFI (Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en distribución) y CAIDI (Índice de duración promedio de las interrupciones por usuario en distribución), con los valores calculados para los casos atribuibles al operador y para las atribuidas al operador más las ocurridas por caso fortuito o fuerza mayor. Sin embargo, esta última atribución no se establece en la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y su Anexo [5] como obligatoria en el informe.

Para los Indicadores del Apartado 4. Sobre los Plazos para la Atención de Quejas del Servicio Público de Transmisión y/o Distribución de Energía Eléctrica, únicamente se observan 10 de los 12 indicadores atribuibles al Distribuidor especificados libres de ambigüedad en la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y su Anexo [5], como se describe en el Punto 6.1 de este documento.

Dentro de la información fuente, también se observaron los Indicadores de Calidad: PCVT (Porcentaje de Cumplimiento de Variaciones de Tensión) y PCFP (Porcentaje de Cumplimiento de Factor de Potencia). Sin embargo, estos indicadores no se establecen en la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y su Anexo [5] como información obligatoria en el informe.

En la información proporcionada al INEEL por CFE Distribución no se identificaron los indicadores de Calidad del Servicio especificados el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartados 5, Tabla 2, numerales 1, 2, 3 y 6 [5].

De la revisión de los indicadores para la evaluación de la continuidad y calidad del servicio en las Redes Generales de Distribución en la información de CFE Distribución, se encontró que se cumple parcialmente con lo especificado en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartados 4 y 5 [5], haciendo falta lo siguiente:

- No se presentan 5 indicadores atribuibles al Distribuidor:

- 2 indicadores de la Tabla 1 "Plazos por tipo de Solicitud" del Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 4 [5]:
  - Restablecimiento del Suministro Eléctrico en media tensión.
  - Notificación de interrupción programada del servicio.
- 3 indicadores de la Tabla 2 "Métricas de calidad del servicio de transmisión y distribución" del Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 5 [5]:
  - Porcentaje total de total de solicitudes y quejas atendidas.
  - Tiempo promedio de atención de quejas.
  - Percepción del servicio.

8.1.3. Proceso de revisión detallada

A manera de ejemplo de la revisión, se presenta la Tabla D a continuación, en la cual se compara el número de Zonas de Distribución que componen cada División y el número de Zonas que integran cada indicador a nivel División. Esta revisión se realizó para el mes de noviembre del 2018, en la información proporcionada al INEEL por CFE Distribución:

División	No. Zonas	DEL 01 AL 30 DE NOVIEMBRE DEL 2018											
		SAIFI	CAIDI	CMT	CBT	IC2	RBT	RSCFP	IDT	RSS	SRM	ARM	IMB
B. California	7	7	7	7	7	7	7	7	5	7	7	6	6
Noroeste	10	10	10	10	10	10	10	10	7	10	10	10	9
Norte	9	9	9	9	9	9	9	9	8	9	9	8	9
Golfo Norte	12	12	12	12	12	12	12	12	10	12	12	12	10
C. Occidente	12	12	12	12	12	12	12	12	8	12	12	12	11
Centro Sur	10	10	10	10	10	10	10	10	5	10	10	9	8
Oriente	9	9	9	8	9	8	9	9	8	8	9	9	9
Sureste	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	10	8
VM Norte	7	7	7	7	7	6	7	7	7	7	7	7	7
VM Centro	7	7	7	7	7	6	7	7	5	7	7	7	6
VM Sur	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Bajío	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	10	9
Golfo Centro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	5
Centro Oriente	10	10	10	10	10	10	10	10	9	10	9	10	9
Peninsular	9	9	9	9	9	9	9	9	4	9	9	7	8
Jalisco	13	13	13	13	13	13	13	13	6	13	13	13	12
Nacional	**150**	**150**	**150**	**149**	**150**	**147**	**150**	**150**	**117**	**149**	**147**	**145**	**133**

Tabla D. Zonas de Distribución consideradas para cada indicador del mes de noviembre de 2018.

Como resultado de esta revisión se encontró que algunos de los indicadores a nivel División reportados no muestran la aportación de todas las Zonas de Distribución que componen a cada División. Lo anterior se

resume en la Tabla D mediante la comparación del número de Zonas mostrado en las celdas resaltadas en color naranja con el número de Zonas totales de cada División, incluido en la segunda columna.

Mediante una revisión más detallada, se identificó que la razón de esta discrepancia en el número de Zonas se debe a que, cuando en un mes específico, una Zona no aporta valores a algún indicador, esta Zona se omite de las tablas y del algoritmo de cálculo para no causar una indeterminación en las fórmulas; lo anterior se verifica con el hecho de que efectivamente, valores reportados coinciden en los valores consultados. Se recomienda que el Distribuidor integre alguna estrategia para dejar claro esta situación a cualquier usuario que consulte la información.

Otro aspecto de la revisión de los indicadores es que para algunas Zonas de Distribución no se incluyen los 10 indicadores de **Atención de Quejas** reportados a nivel División para cada mes del año. Esto se muestra en la Tabla E a continuación, para la División de Distribución Noroeste.

Zona	Número de indicadores de Atención de Quejas evaluados en las Zonas de la División Noroeste del año 2018											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Hermosillo	10	10	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9
Guaymas	10	10	10	10	10	10	10	10	9	9	10	10
Obregón	9	10	10	10	10	9	9	10	10	9	9	9
Navojoa	10	10	9	9	10	10	10	10	10	10	10	9
Mazatlán	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Mochis	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	10
Guasave	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	8
Culiacán	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Caborca	9	9	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Nogales	10	9	10	10	10	10	10	10	10	9	10	10

Tabla E. Indicadores de Atención de Quejas considerados para cada Zona de Distribución de la División Noroeste del 2018.

En esta revisión se pudo observar que, de los indicadores presentados en el Informe Público Anual 2018, el faltante de los indicadores varía de mes por mes, los indicadores que varían son los siguientes:

- Atención a inconformidad por deficiencias en la tensión de suministro.
- Atención a solicitud de instalación de un medidor bidireccional.
- Conexión (o negativa) de nuevos suministros en media tensión

Mediante una revisión más detallada, se identificó que la razón de esta discrepancia en el número de indicadores se debe a que, cuando en un mes específico, una Zona no aporta valores a algún indicador, esta Zona se omite de las tablas y del algoritmo de cálculo para no causar una indeterminación en las

fórmulas. Se recomienda que el Distribuidor integre alguna estrategia para dejar claro esta situación a cualquier usuario que consulte la información, ya que, cuando se analiza la información de una Zona que no aporta a un indicador, se muestra cero para el indicador y la Zona seleccionada.

8.2. Valores reportados

En esta sección se presenta el proceso de evaluación de los algoritmos de cálculo de los indicadores de continuidad SAIDI, SAIFI y CAIDI. Las actividades se inician con la obtención de la información en Excel de los *detalles de las interrupciones ocurridas en el 2018* para la Zona de Distribución, la información fue entregada por el Distribuidor para los indicadores de continuidad (SAIDI, SAIFI, CAIDI). Posteriormente se realizan las siguientes evaluaciones:

a) El número de usuarios totales de las Zonas de Distribución.
b) Los índices SAIDI y SAIFI para las Zonas de Distribución.
c) El índice CAIDI para las Zonas de Distribución.
d) El número de usuarios totales de la División.
e) Los índices SAIDI, SAIFI y CAIDI para la División.

La Tabla F muestra un extracto de la información entregada por CFE Distribución sobre las interrupciones ocurridas en la Zona Hermosillo de la División Noroeste.

No	División	Zona	Fecha	Subestación	Circuito	Causa	Tipo Falla	Proceso	DEMUA	Usuarios Afectados	Interrupciones	SAIDI	SAIFI	CAIDI
1	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 29	SBN	04020	PROPAGACION FALLA AJENA A CFE	I	RED AEREA	7.254	78	1	0.0207	0.0002	93.000
2	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 29	LAD	04090	FALLA DE INTERRUPTOR	I	SUBESTACIONES	54.275	2.171	1	0.1550	0.0062	25.000
3	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 28	RAY	04012	FALLA CONDUCTORES	I	RED AEREA	81.765	395	1	0.2335	0.0011	207.000
4	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 26	OAS	05030	ANIMALES	I	RED AEREA	26.508	47	1	0.0757	0.0001	564.000
5	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 26	NVL	05010	PROPAGACION FALLA AJENA A CFE	I	RED AEREA	52.288	2.752	1	0.1493	0.0079	19.000
6	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 26	HLC	04030	FALLA CONDUCTORES	I	RED AEREA	86.475	1.643	1	0.2469	0.0047	52.632
7	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 25	HLU	04085	FALSO CONTACTO	I	RED AEREA	2.184	21	1	0.0062	0.0001	104.000
8	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 25	CRD	04015	RAMA SOBRE LINEA	I	RED AEREA	962	2	1	0.0027	0.0000	481.000
9	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 23	RIS	04035	QUEMA DE CAÑA O MONTE	I	RED AEREA	146.795	785	1	0.4191	0.0022	187.000
10	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 23	HLE	04110	ANIMALES	I	RED AEREA	24.168	228	1	0.0690	0.0007	106.000
11	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 22	HLU	04035	FALLA CONDUCTORES	I	RED AEREA	191.560	3.448	1	0.5470	0.0098	55.557
12	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 22	HLT	04050	FALLA CONDUCTORES	I	RED AEREA	21.386	79	1	0.0611	0.0002	270.709
13	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 21	HLE	04110	ANIMALES	I	RED AEREA	20.520	228	1	0.0586	0.0007	90.000
14	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 21	CRD	04015	PROPAGACION FALLA AJENA A CFE	I	RED AEREA	236	2	1	0.0007	0.0000	118.000
15	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 20	URE	05010	ANIMALES	I	RED AEREA	1.275	15	1	0.0036	0.0000	85.000
16	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 20	SBZ	72010	VANDALISMO	Q	SUBESTACIONES	8.512	288	1	0.0243	0.0008	29.556
17	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 19	HLC	04070	ANIMALES	I	RED AEREA	14.256	176	1	0.0407	0.0005	81.000
18	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 18	URE	05010	ANIMALES	I	RED AEREA	2.682	18	1	0.0077	0.0001	149.000
19	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 14	VPI	04115	VANDALISMO	I	RED AEREA	260	5	1	0.0007	0.0000	52.000
20	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 13	LAD	04090	FALLA DE INTERRUPTOR	I	SUBESTACIONES	43.420	2.171	1	0.1240	0.0062	20.000
21	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 10	RAY	04012	LIBRAMIENTO INAD CON OTRAS INSTALACIONES	I	RED AEREA	60.710	395	1	0.1733	0.0011	153.696
22	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 09	PUE	04025	ANIMALES	I	RED AEREA	3.861	33	1	0.0110	0.0001	117.000
23	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 09	HLT	04030	ANIMALES	I	RED AEREA	954	6	1	0.0027	0.0000	159.000
24	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 08	HCE	04036	LIBRAMIENTO INAD CON OTRAS INSTALACIONES	I	RED AEREA	13.144	212	1	0.0375	0.0006	62.000
25	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 07	URE	05010	PROPAGACION FALLA AJENA A CFE	I	RED AEREA	27.690	78	1	0.0791	0.0002	355.000
26	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 07	HLC	04010	ANIMALES	I	RED AEREA	253	2	2	0.0007	0.0000	126.500
27	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 06	NVL	05030	RAMA SOBRE LINEA	I	RED AEREA	2.210	170	1	0.0063	0.0005	13.000
28	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 05	RGU	04015	RUPTURA DE BANCO DE DUCTOS	I	REDES SUBTERRANEAS	74.655	2.961	1	0.2132	0.0085	25.213
29	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 05	HLN	04060	VANDALISMO	I	REDES SUBTERRANEAS	3.759	84	1	0.0107	0.0002	44.750
30	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 05	HLE	04110	ANIMALES	I	RED AEREA	29.056	227	1	0.0830	0.0006	128.000
31	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 04	URE	05010	ANIMALES	I	RED AEREA	4.256	16	1	0.0122	0.0000	266.000
32	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 04	HMA	04012	ANIMALES	I	RED AEREA	296	4	1	0.0008	0.0000	74.000
33	NOROESTE	HERMOSILLO	2018 12 04	HLT	04020	ANIMALES	I	RED AEREA	963	9	1	0.0027	0.0000	107.000

Tabla F. Información de interrupciones ocurridas en la Zona Hermosillo en 2018.

Con los valores numéricos, se comparan los resultados de las evaluaciones anteriores con los obtenidos de esta evaluación. En la Tabla G se muestra la evaluación de los indicadores de continuidad SAIDI, SAIFI y CAIDI para una División.

Zonas de Distribución	Total Usuarios	Usuarios Afectados	DEMUA	SAIDI		SAIFI		CAIDI	
				Rep	Cal	Rep	Cal	Rep	Cal
Hermosillo	350,234.51	216,962	11,160,678	31.866	31.866	0.619	0.6195	51.441	51.441
Guaymas	76,272.46	38,477	2,029,183	26.604	26.604	0.504	0.505	52.738	52.736
Obregón	182,407.38	153,267	4,918,615	26.965	26.965	0.840	0.840	32.092	32.092
Navojoa	109,914.31	80,552	3,318,445	30.193	30.191	0.733	0.733	41.196	41.195
Mazatlán	274,883.49	247,970	10,860,894	39.511	39.460	0.902	0.902	43.799	43.757
Mochis	227,785.57	206,679	7,536,741	33.087	33.087	0.907	0.907	36.466	36.467
Guasave	158,736.55	86,252	4,480,609	28.227	28.227	0.543	0.543	51.948	51.946
Culiacán	437,872.64	616750	19,749,939	45.102	45.100	1.408	1.408	32.023	32.021
Caborca	46.939.57	19,222	1,093,800	23.302	23.302	0.410	0.410	56.904	56.901
Nogales	195,094.74	120,726	5,842,073	29.944	29.945	0.619	0.619	48.391	48.392
División	2,060,247.46	1.786,857	70,990,977	34.459	34.457	0.867	0.873	39.730	39.727

Rep: Reportado por CFE Distribución *Cal: Calculado*

Tabla G. Resultado de la evaluación de los indicadores SAIDI, SAIFI y CAIDI para las Zonas de la División Noroeste.

El valor numérico para los indicadores SAIDI, SAIFI y CAIDI calculados mediante este proceso de evaluación, incluidos en la Tabla G, coincide con los resultados presentados la información recopilada, como se muestra en las Tablas H, I y J. Con esto se comprueba que los algoritmos establecidos para el cálculo de indicadores de continuidad SAIDI, SAIFI y CAIDI operan de la manera esperada.

Índice de la duración promedio de interrupciones en Distribución (SAIDI)

Clave	Zona	SAIDI			
		Real 2017	Real 2018	Meta 2018	
DB330	Nogales	30.573	29.944	30.501	Ciudad
DB150	Caborca	23.843	23.302	23.841	Ciudad
DB010	Hermosillo	34.478	31.866	33.589	Ciudad
DB020	Guaymas	27.515	26.604	27.433	Ciudad
DB030	Obregón	27.408	26.965	27.367	Ciudad
DB040	Navojoa	35.609	30.193	34.744	Ciudad
DB070	Los Mochis	33.644	33.087	33.293	Ciudad
DB080	Guasave	30.442	28.227	30.263	Ciudad
DB100	Culiacán	47.175	45.102	45.701	Ciudad
DB050	Mazatlán	44.038	39.511	42.680	Ciudad
DB000	Noroeste	**36.590**	**34.459**	**35.848**	Ciudad

Tabla H. Indicadores SAIDI para la División Noroeste.

Índice de la Frecuencia promedio de interrupciones en Distribución(SAIFI)

Clave	Zona	SAIFI		
		Real 2017	Real 2018	Meta 2018
DB330	Nogales	0.813	0.619	0.877
DB150	Caborca	0.325	0.410	0.630
DB010	Hermosillo	0.527	0.619	0.837
DB020	Guaymas	0.613	0.504	0.845
DB030	Obregón	0.875	0.840	0.841
DB040	Navojoa	1.041	0.733	0.940
DB070	Los Mochis	0.931	0.907	0.913
DB080	Guasave	0.647	0.543	0.908
DB100	Culiacán	1.353	1.408	0.940
DB050	Mazatlán	1.053	0.902	0.940
DB000	Noroeste	**0.910**	**0.867**	**0.892**

Tabla I. Indicadores SAIFI para la División Noroeste.

Índice de Duración promedio de las interrupciones por usuario en Distribución (CAIDI)

Clave	Zona	CAIDI		
		Real 2017	Real 2018	Meta 2018
DB330	Nogales	37.591	48.391	34.775
DB150	Caborca	73.474	56.904	37.848
DB010	Hermosillo	65.414	51.441	40.150
DB020	Guaymas	44.883	52.738	32.470
DB030	Obregón	31.311	32.092	32.524
DB040	Navojoa	34.194	41.196	36.943
DB070	Los Mochis	36.119	36.466	36.460
DB080	Guasave	47.071	51.948	33.328
DB100	Culiacán	34.867	32.023	48.607
DB050	Mazatlán	41.836	43.799	45.386
DB000	Noroeste	**40.197**	**39.730**	**40.197**

Tabla J. Indicadores CAIDI para la División Noroeste.

A manera de verificación, en la Figura 3 se muestra la tendencia acumulada de los valores de los indicadores de continuidad CAIDI, SAIDI y SAIFI, así como el valor acumulado anual 2018 para CAIDI y SAIFI.

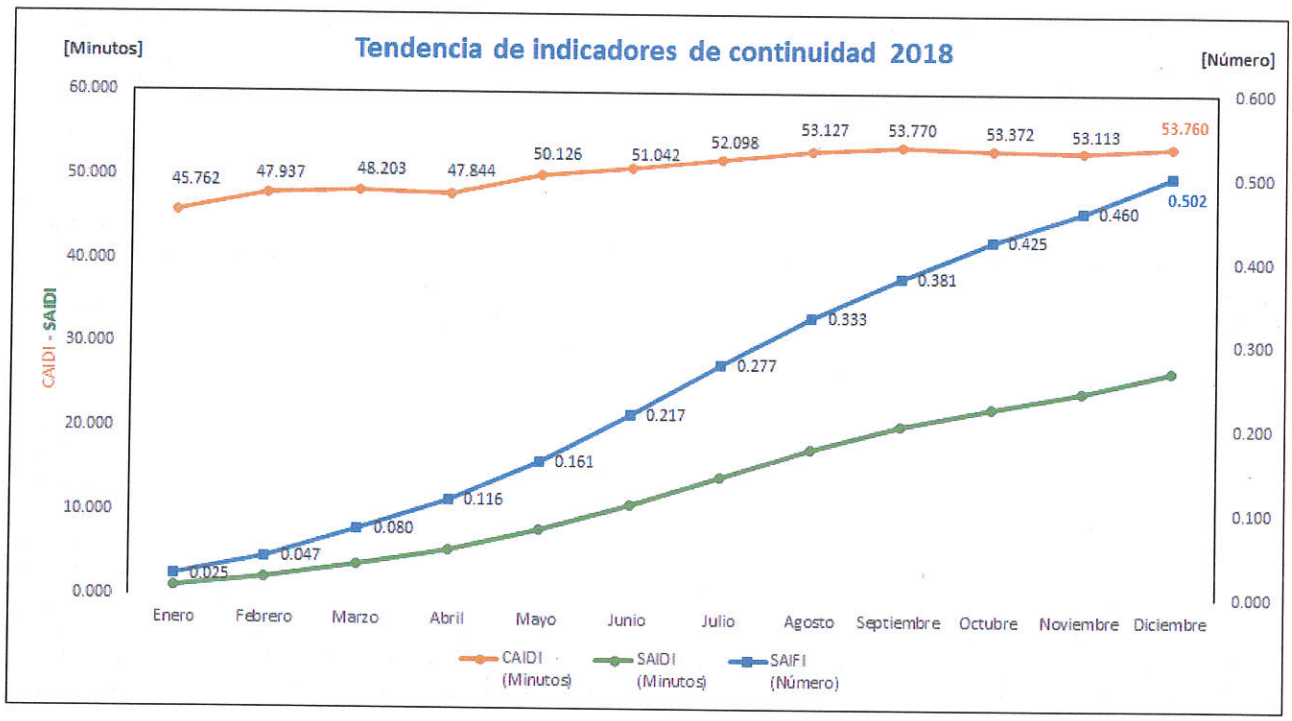


Figura 3. Gráfica de tendencia de indicadores de continuidad SAIDI, SAIFI y CAIDI para el año 2018.

9. Resultados y recomendaciones

9.1. Resultados

De la auditoría realizada al Informe Público Anual 2018 de CFE Distribución de las "Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica" [7], se tienen los siguientes resultados:

1) El Informe 2018 debe cumplir con el contenido mínimo establecido en el Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, **Apartado 6**. Sobre el Informe Público, fracción I, inciso c) [5], donde se indica que deberá contener los resultados del seguimiento que se haya realizado de las métricas de calidad del servicio y tiempos máximos de respuesta indicados en los **Apartados 4 y 5** del mismo **Apéndice B** [5]; el resto de información e indicadores que se integren al Informe 2018, se considera aceptable, pero el Distribuidor no está obligado a integrarlos.
2) La Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y su Anexo [5] establecen en conjunto 22 indicadores para la evaluación de la calidad y continuidad de las Redes Generales de Distribución (RGD). Ver Tabla A.

3) De los 22 indicadores, solamente 19 están establecidos como obligatorio para integrarse en el Informe Público Anual. Ver Tabla A.
4) De los 19 indicadores obligatorios, 1 de ellos es referido al Suministrador por su interacción con el Usuario Final y 1 es atribuible al Transportista; por lo que se reduce el número a 17. Ver Tabla C.
5) De los 17 indicadores restantes, solamente 14 están descritos de forma clara y libre de ambigüedad en la Resolución Núm. RES/948/2015 [4] y Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015 [5].
6) De estos 14 indicadores, CFE Distribución presenta 12 en el Informe 2018 [7].
7) Con respecto al indicador "Notificación de interrupción programada del servicio", durante 2018, no se integra el indicador.
8) Se identificó la falta del indicador "Percepción del servicio" por parte del Distribuidor.

9.2. Recomendaciones específicas

De la auditoría realizada al Informe Público Anual 2018 de CFE Distribución de las "Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica" [7], se tienen las siguientes recomendaciones:

1) Convocar y realizar un taller de aclaraciones conjunto entre la Comisión y el Distribuidor, para formalizar acuerdos en términos de establecer con claridad y libre de ambigüedad la descripción del total de indicadores, incluyendo las métricas para calcularlos adecuadamente.
2) Estandarizar los acuerdos que resulten del taller, mediante la publicación en el Diario Oficial de la Federación (DOF), las nuevas versiones de las Resoluciones que se determinen como necesarias de ser actualizadas.
3) Invitar al taller a un tercero especializado en la materia, que al igual que en el presente informe de auditoría, dictamine los acuerdos y apoye en la validación de las nuevas descripciones de los indicadores, formulaciones y métricas.
4) Respecto al indicador de "Notificación de interrupción programada del servicio" al Suministrador, a pesar de existir la URL como medio de notificación, se recomienda implementar, por parte del Distribuidor, un mecanismo para calcular e integrar el indicador en el Informe Público Anual.
5) Respecto al indicador de "Percepción del servicio", se recomienda implementar, por parte del Distribuidor, un mecanismo de encuestas al Suministrador para integrar el indicador. El mecanismo deberá cumplir con lo descrito en Anexo de la Resolución Núm. RES/948/2015, Apéndice B, Apartado 5 [5]:

> *La información relativa al Indicador de percepción del servicio, deberá medir la calidad del servicio de transmisión y distribución y la satisfacción de los Suministradores y el CENACE a través de la formulación de encuestas de calidad del servicio. Las encuestas podrán ser recabadas por medios electrónicos, físicos o de manera telefónica, siempre en cumplimiento de la Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de los Particulares.*

10. Firmas

Alfredo Espinosa Reza

Gerencia de Gestión Integral de Procesos

INEEL

José Luis Silva Farias

Gerencia de Transmisión y Distribución

INEEL

Agustín Quintero Reyes

Gerencia de Gestión Integral de Procesos

INEEL

José Pepe Rasgado Casique

Gerencia de Transmisión y Distribución

INEEL

NOTA: Las firmas que anteceden corresponden al documento "Auditoría al Informe Público Anual 2018 de indicadores de CFE-Distribución, RESOLUCIÓN Núm. RES/948/2015", Ver 1.0, de enero de 2019.

11. Referencias

[1]. DECRETO DE REFORMA ENERGÉTICA, DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. DOF: 20/12/2013 (disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013).

[2]. LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (LIE), DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales. DOF: 11/08/2014 (disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014).

[3]. CÓDIGO DE RED, RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. DOF: 08/04/2016 (disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016).

[4]. RESOLUCIÓN Núm. RES/948/2015, 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 en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica. DOF: 16/02/2016 (disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016).

[5]. ANEXO de la Resolución RES/948/2015 por la que se expiden las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, publicada el 16 de febrero de 2016. DOF: 26/02/2016 (disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5427505&fecha=26/02/2016).

[6]. RESOLUCIÓN Núm. RES/999/2015, RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico. DOF: 18/02/2016 (disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426129&fecha=18/02/2016).

[7]. CFE Distribución, Informe Público Anual 2018, de enero de 2019.

[8]. REGLAMENTO DE LA LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (LIE), 31/10/2014 (disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/31725/Reg_LIE.pdf).

[9]. Comisión Reguladora de Energía (CRE), Oficio UE-240/40870/2018 del 10 de mayo de 2018. Requerimiento de información complementaria relativa a los informes mensuales, trimestrales y anuales del desempeño de las Redes Generales de Distribución (los Informes).

[10]. CFE Distribución, Oficio CFE-DIS-043-2018 del 21 de junio de 2018. Contestación al oficio número UE-240/40870/2018 (de la CRE) de fecha 10 de mayo de 2018.