



CNEE

Comisión
Nacional de
Energía Eléctrica



2021

INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia *de*
Fiscalización
y Normas

2021

INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia *de*
Fiscalización
y **N o r m a s**



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, Centro América

Idea, Diseño y Diagramación
UNICOMS 2021

Derechos Reservados ®
Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Guatemala, mayo 2021



La CNEE se congratula por el
25 aniversario de la Ley General de Electricidad
-LGE- en este 2021.

Índice

1. Condiciones generales de la Calidad del servicio de Transporte y Distribución...	5
1.1 Procedimiento general de evaluación de calidad.....	5
1.1.1 Calidad del Servicio de Transporte.....	5
1.1.2 Calidad del servicio de Distribución.....	6
1.1.3 Transporte.....	7
1.1.4 Distribución.....	9
2. Calidad del Servicio de Transporte.....	10
2.1 Producto Técnico.....	10
2.1.1 Regulación de tensión.....	11
2.1.2 Desbalance de corriente.....	13
2.1.3 Factor de potencia.....	15
2.2 Servicio Técnico.....	17
2.2.1 Indisponibilidades Forzadas.....	20
2.2.2 Indisponibilidades Programadas	23
2.2.3 Histórico de Indisponibilidades.....	26
3. Calidad de Servicio de Distribución.....	29
3.1 Producto Técnico.....	30
3.1.1 Regulación de Tensión.....	30
3.1.2 Indicadores individuales.....	30
3.1.3 Mejora de Calidad de Producto Técnico.....	32
3.1.4 Indicadores Globales.....	33
3.1.5 Desbalance de Tensión.....	34
3.2 Servicio Técnico.....	35
3.2.1 Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU):.....	35
3.2.2 Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU):.....	38
3.2.3 Indicadores Globales atribuibles al Distribuidor.....	41
3.2.4 Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK):.....	41
3.2.5 Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK).....	43
3.2.6 Fallas de larga duración.....	45
3.2.7 Causas de interrupciones que invocan Fuerza Mayor:	46
3.3 Calidad del Servicio Comercial	48
3.3.1 Porcentaje de Reclamos-R%-	49
3.3.2 Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos -TPPR-.....	52

3.3.3	Notificación de las Interrupciones Programadas.....	53
3.3.4	Solicitudes de Servicios Nuevos sin y con Modificación de Red.....	54
3.3.5	Reconexiones.....	58
3.3.6	Facturación Errónea.....	61
4.	Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones.....	64
4.1	Fiscalización de las Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución -NTDOID-.....	64
4.1.1	Fiscalización del Sistema de Distribución por Medio de Información Regulatoria	64
4.1.2	Monitoreo de Mantenimientos de Distribución.....	65
4.1.3	Planes de Mantenimiento Anual de Distribución.....	65
4.1.4	Fiscalización Muestral del Estado de las Redes de Distribución.....	67
4.2	Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte.....	71
4.2.1	Monitoreo de Mantenimientos de Transmisión.....	71
4.2.2	Mantenimiento Líneas de Transporte.....	71
4.2.3	Mantenimientos Subestaciones de Transporte y Protecciones.....	73
5.	Atención al Usuario.....	77
5.1	Indicadores Atención al Usuario.....	77
5.2	Reclamos.....	77
5.3	Denuncias.....	78
6.	Control y Seguridad de Presas.....	83
6.1	Clasificación de presas.....	83
6.2	Entrada En Operación.....	85
6.3	Libro De Inspecciones De Rutina.....	87
6.4	Informe Trimestral De Inspección Rutinaria.....	88
6.5	Libro de Inspección Intermedia.....	89
6.6	Informe de Inspección Intermedia.....	90
6.7	Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia -MOMV-.....	91
6.8	Plan de Preparación ante Emergencias -PPE-.....	93
6.9	Última fiscalización.....	94

INTRODUCCIÓN

El control de calidad del servicio de energía eléctrica debe garantizar al usuario que el servicio por el que paga es prestado en condiciones técnicas óptimas y económicamente sustentables. Dicho control de calidad implica la estructuración y operatividad de sistemas de fiscalización que, para el caso de Guatemala, se basan en una estructura de indicadores, tolerancias y parámetros que permiten determinar si los adjudicatarios del servicio están cumpliendo con los requisitos establecidos en norma para la prestación de dicho servicio.

En el presente informe estadístico se presenta una visión general de los resultados de la aplicación del control de la calidad del servicio eléctrico en los 3 parámetros que define nuestro marco regulatorio y normativa vigente: Calidad del Servicio Técnico (continuidad), Calidad del Producto Técnico (calidad de la energía) y Calidad Comercial (condiciones de la relación comercial cliente – suministrador). Para la verificación de estos parámetros como primera etapa, la CNEE realiza procesos de fiscalización del cumplimiento de los indicadores y como segunda etapa desarrolla labores en campo para sustentar con evidencia empírica los resultados de la verificación del cumplimiento de indicadores. Como tercera etapa de este proceso también se tienen dispuestos mecanismos de atención y seguimiento de denuncias de los usuarios, cuando estos tienen inconformidades con la prestación del servicio, mismas que no han sido atendidas por los adjudicatarios en las instancias establecidas en norma (reclamos).

Los parámetros antes indicados, están referidos tanto para la prestación del servicio a nivel de Transmisión (Calidad de Servicio y Producto Técnico) y calidad de Distribución (Calidad de Servicio, Producto y Comercial). En este sentido, las normas emitidas por la CNEE constituyen los instrumentos técnico – regulatorios sobre los cuales se realizan todas las actividades de fiscalización de la calidad, siendo dichas normas las siguientes:

- NORMAS TÉCNICAS DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE Y SANCIONES – NTCSTS –
- NORMAS TÉCNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DEL SERVICIO DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA – NTDOST –
- NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN – NTSD –
- NORMAS TÉCNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN – NTDOID –

De esta forma, el presente informe persigue ilustrar al lector sobre los resultados del control de calidad que la CNEE mantiene en virtud de velar por los derechos de los usuarios y por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su reglamento.



SECCIÓN *A*
INDICADORES DE
CALIDAD *del*
SERVICIO

1. Condiciones generales de la Calidad del servicio de Transporte y Distribución

La calidad del servicio eléctrico se puede definir como el conjunto de características que se debe cumplir en la interacción entre los transportistas, distribuidores y los usuarios del servicio. Los aspectos que componen la calidad técnica del servicio eléctrico comprenden todos los aspectos técnicos del suministro de electricidad en relación al producto y al servicio, tanto del sistema de transporte como de distribución.

La calidad del producto comprende los aspectos técnicos relacionados con la forma de la onda de la tensión, regulación de tensión, desbalance de tensión, armónicos, flicker, entre otros. Mientras que la calidad del servicio técnico o suministro está referida a la existencia o no de la onda de tensión, es decir la presencia o no de suministro eléctrico por medio del registro de número y duración de interrupciones y se evalúan parámetros como el tiempo de interrupción y la frecuencia de interrupción. El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece los parámetros que se deben evaluar en la Calidad de Servicio de Transporte y Distribución y las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–, así como las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS– establecen la forma y metodología de realizar las evaluaciones.

1.1 Procedimiento general de evaluación de calidad

1.1.1 Calidad del Servicio de Transporte

En concordancia con las –NTCSTS–, en el artículo 2 establece que la calidad del servicio de transporte se evalúa de acuerdo a los siguientes parámetros:

a) Calidad del Producto por parte del Transportista:

- Regulación de Tensión
- Distorsión Armónica
- Flicker

b) Incidencia de los Participantes en la Calidad del Producto:

- Desbalance de Corriente
- Distorsión Armónica
- Flicker
- Factor de Potencia

c) Calidad del Servicio Técnico:

- Indisponibilidad forzada de líneas
- Indisponibilidad del equipo de compensación
- Indisponibilidad programada
- Desconexiones automáticas
- Reducción a la capacidad de transporte

1.1.2 Calidad del servicio de Distribución

En concordancia con las –NTSD– que en el artículo 2 establece que la calidad del servicio de distribución se evalúa de acuerdo a los siguientes parámetros:

a) Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor:

- Regulación de Tensión
- Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos
- Distorsión Armónica
- Flicker

b) Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto:

- Distorsión Armónica
- Flicker
- Factor de Potencia

c) Calidad del Servicio Técnico:


- Interrupciones

1.1.2.1 Servicio Técnico

La calidad de transporte se mide en función de la disponibilidad de los equipos que conforman un sistema de transporte. La normativa establece límites para la cantidad y duración de indisponibilidades. El control de la Calidad de Servicio Técnico de transporte es efectuado en periodos anuales continuos en lo referente al Número de Salidas o Indisponibilidad Forzada y Duración total de la Indisponibilidad Forzada. Para el caso de indisponibilidades programadas y los demás indicadores el periodo de control será mensual.

Dentro de la evaluación de Calidad del Servicio Técnico se realiza la calificación de los casos que los transportistas invoquen como causas de fuerza mayor para proceder posteriormente a realizar el cálculo de los indicadores de la Calidad de Servicio Técnico para indisponibilidades forzadas.

La Calidad del Servicio Técnico de transporte se determina con base al número de indisponibilidades y la duración de las mismas. Los Transportistas deben reportar las indisponibilidades suscitadas en su sistema de transporte de forma mensual de acuerdo a lo establecido en las –NTCSTS– con la finalidad de establecer si la calidad del Servicio Técnico se encuentra dentro de las tolerancias establecidas para los índices de Calidad; las tolerancias a las indisponibilidades para cada una de las líneas de transporte dependen de la categoría y nivel de tensión.



La calidad del servicio técnico en distribución se mide en función de las interrupciones del servicio de energía eléctrica brindado por los distribuidores. Las –NTSD– establecen que se debe evaluar las interrupciones tanto en cantidad como en tiempo de interrupción durante el semestre, que es el periodo de control establecido por la normativa. Esta es evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK) y por los índices o indicadores individuales: Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).

1.1.2.2 Producto Técnico

El servicio de transporte se debe prestar a los participantes conectados a su sistema con características de calidad que se encuentran establecidas en las Normas Técnicas de la Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–. Además, estos participantes conectados al Sistema de Transporte deben cumplir con sus obligaciones en cuanto a la incidencia que se pueda tener en la Calidad del Servicio de Transporte. La Calidad del producto por parte del Transportista es evaluada por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Producto de manera que permite identificar si se exceden las tolerancias establecidas en dichas Normas y el control se realiza en periodos mensuales denominados Periodos de Control.

Por su parte en el sistema de distribución se evalúa la calidad del producto establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD– mediante el Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución realizado por el propio Distribuidor y supervisado por la Comisión para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para regulación de tensión, desbalance de tensión en servicios trifásicos, índice, tolerancia y penalizaciones.

1.1.3 Transporte

1.1.3.1 Regulación de Tensión

El parámetro de regulación de tensión indica la desviación porcentual del valor de tensión medido en un instante k respecto al valor nominal. El índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del transportista con los participantes se determina como el valor absoluto de la diferencia entre la media de los valores eficaces de tensión y el valor de la tensión nominal, medidos en el mismo punto expresado como un porcentaje de la tensión nominal.

1.1.3.2 Desbalance de Corriente

El desbalance de corriente se evalúa en la incidencia en la calidad del producto entre transportistas y participantes. El índice para evaluarlo se determina sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k) y se establece una tolerancia de diez por ciento (10%). Asimismo, la indemnización se calcula con base en la valorización de la totalidad de la energía consumida.

1.1.3.3 Factor de Potencia

La normativa establece que los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo a toda hora de 0.90 o superior.

1.1.3.4 Servicio Técnico

Se considerará como indisponibilidad toda circunstancia o falla que impida o restrinja la circulación del flujo eléctrico a los Participantes del Sistema de Transporte incluyendo la indisponibilidad forzada de líneas, la indisponibilidad del equipo de compensación, la indisponibilidad programada, las desconexiones automáticas y la reducción a la capacidad de transporte.

Las tolerancias a la Indisponibilidad Forzada y de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada para cada una de las líneas de transmisión dependerá de su categoría y de su nivel de tensión como se muestra en las siguientes tablas:

Ilustración 1A

Categoría	Tensión kV	Tolerancia al número total de indisponibilidades forzadas para cada línea, NTIF, por año
A, B y C	230	2
	138	3
	69	3

Ilustración 2A

Categoría	Tensión kV	Tolerancia a la duración total de indisponibilidades forzadas para cada línea, DTIF, por año
A, B y C	230	180
	138	300
	69	300

La normativa establece la metodología para las sanciones aplicables en los casos donde se superan las tolerancias por indisponibilidad forzada así como los casos donde se presenten desconexión automática, reducciones de la capacidad de transporte, indisponibilidades del equipo de compensación y falta de información de la indisponibilidad.

1.1.4 Distribución

1.1.4.1 Regulación de Tensión

A continuación se muestran las tolerancias de los índices individuales aplicables para la calidad del producto en cuanto a regulación de tensión de distribución:

Ilustración 3A

Tensión	Tolerancia Admisible Respecto del Valor Nominal, en %					
	Etapa					
	Transición		Régimen A partir del mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural
Baja	12	15	10	12	8	10
Media	10	13	8	10	6	7
Alta	Transición		Régimen A partir del mes 1 hasta el 12		Régimen A partir del mes 13	
	75		6			

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del Periodo de Medición, las mediciones muestran que la Regulación de Tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

En cuanto a la tolerancia global se establece como cinco por ciento el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global FEBNoPER (Bandas no Permitidas) durante el periodo de control. La normativa establece indemnizaciones individuales y globales cuando se transgreden los indicadores antes mencionados.

1.1.4.2 Desbalance de Tensión

A continuación se muestran las tolerancias de los índices individuales aplicables para la calidad del producto en cuanto a desbalance de tensión:

Ilustración 4A

TENSIÓN	Desbalance de tensión, Δ DTD, en %
	Etapa de régimen A partir del mes 13
Baja y Media	3
Alta	1

El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k). La normativa establece indemnizaciones cuando se transgreden dichos indicadores.

1.1.4.3 Servicio Técnico

A continuación se muestran las tolerancias de los índices individuales y globales aplicables para la calidad del servicio en cuanto a tiempo y frecuencia de interrupciones:

Ilustración 5A

Etapa de Transición	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	3	4	10	15
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	5		20	
A partir del inicio de la etapa de Régimen (Para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK		TTIK	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	2.5	3.5	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4		12	

Ilustración 6A

A partir del inicio de la etapa de Régimen (Para usuarios conectados en media y alta tensión)	FIU		TIU	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	-	-	-	-
Usuarios en media y alta tensión	6	8	12	14
A partir del mes trece De la etapa de Régimen (Para todos los usuarios)	FIU		TIU	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	6	8	12	14
Usuarios en media tensión	4	6	8	10
Usuarios en alta tensión	3		6	

La normativa establece indemnizaciones individuales y globales cuando se transgreden las tolerancias en los indicadores considerando el costo de la energía no suministrada.

2. Calidad del Servicio de Transporte

2.1 Producto Técnico

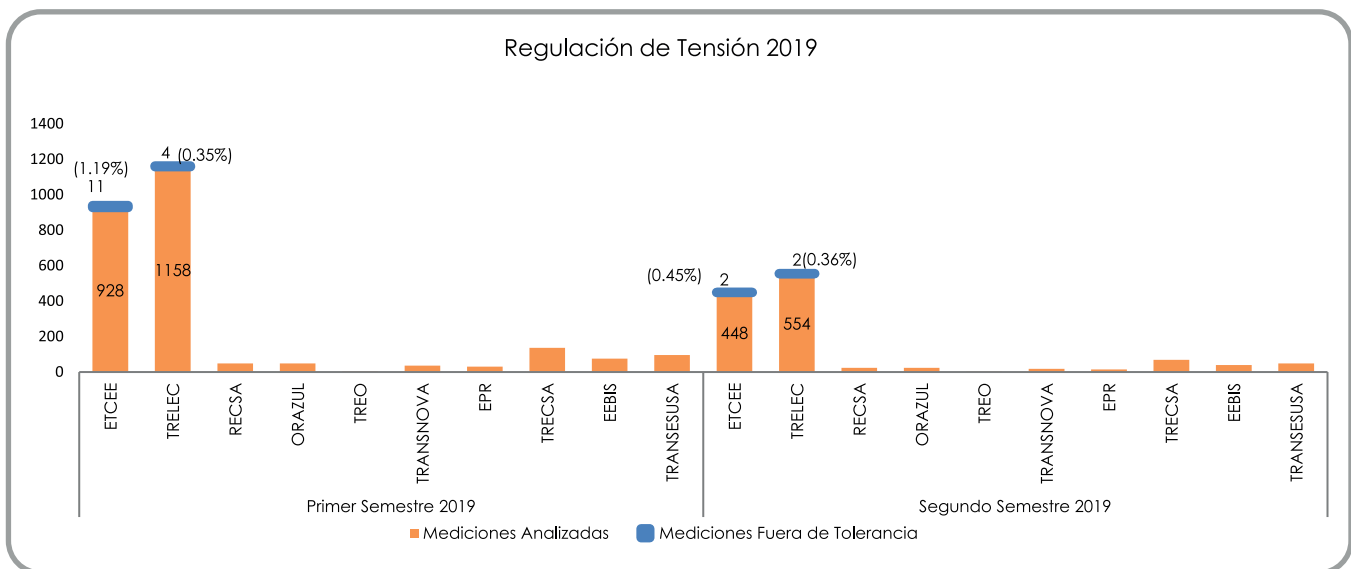
El control de la calidad de producto técnico del sistema de transporte es de suma importancia. Dicho control se encuentra establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–, en las cuales se establecen los índices de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega. Dichas normas son de aplicación obligatoria para toda empresa que presta el servicio de transporte de energía eléctrica y todos los participantes que hacen uso de los sistemas de transporte de energía eléctrica.

2.1.1 Regulación de tensión

El parámetro de Regulación de Tensión es responsabilidad de los Transportistas en el punto de entrega a las Distribuidoras y es trasladado como responsabilidad a las Distribuidoras en los puntos de entrega a los usuarios, es decir, dicho parámetro afecta la cadena de suministro hasta el usuario final, requiriendo acciones de adecuación que deben efectuarse en los puntos necesarios en el sistema.

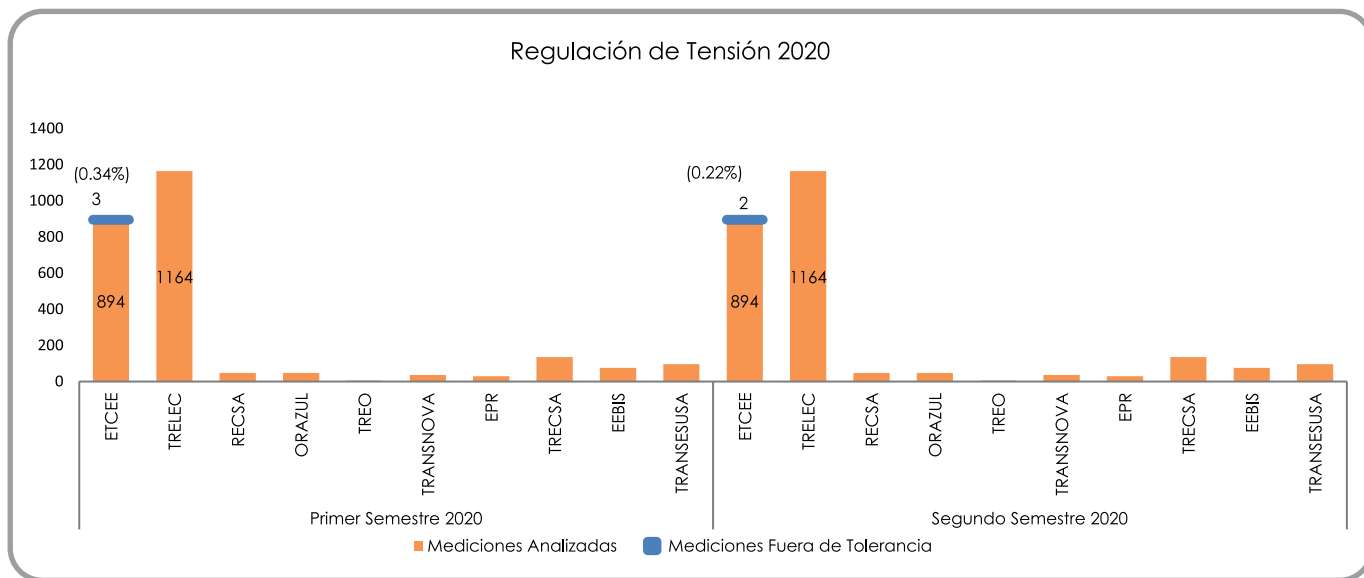
Según lo establecido en la normativa, para mejorar los niveles de voltaje en los puntos de entrega que transgreden las tolerancias, el AMM debe realizar estudios de flujo de carga para determinar las acciones a efectuar para corregir dichas transgresiones a la tolerancia, identificando la necesidad de instalar equipos de compensación en las instalaciones de transporte a efecto de llevar el voltaje a los niveles óptimos.

Gráfica 1-1A. Puntos fuera de tolerancia – regulación de tensión



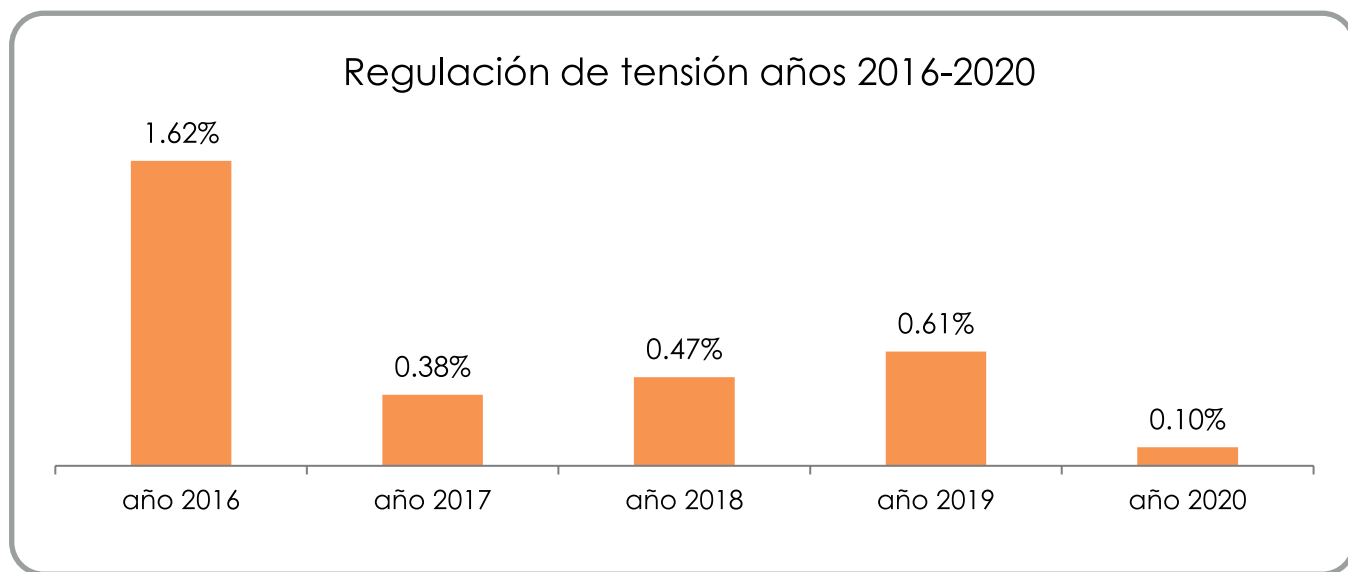
Fuente: información regulatoria

Gráfica 2-2A. Puntos fuera de tolerancia – regulación de tensión



Fuente: información regulatoria

Gráfica 3A. Comportamiento de la regulación de tensión años 2016 - 2020



Fuente: información regulatoria

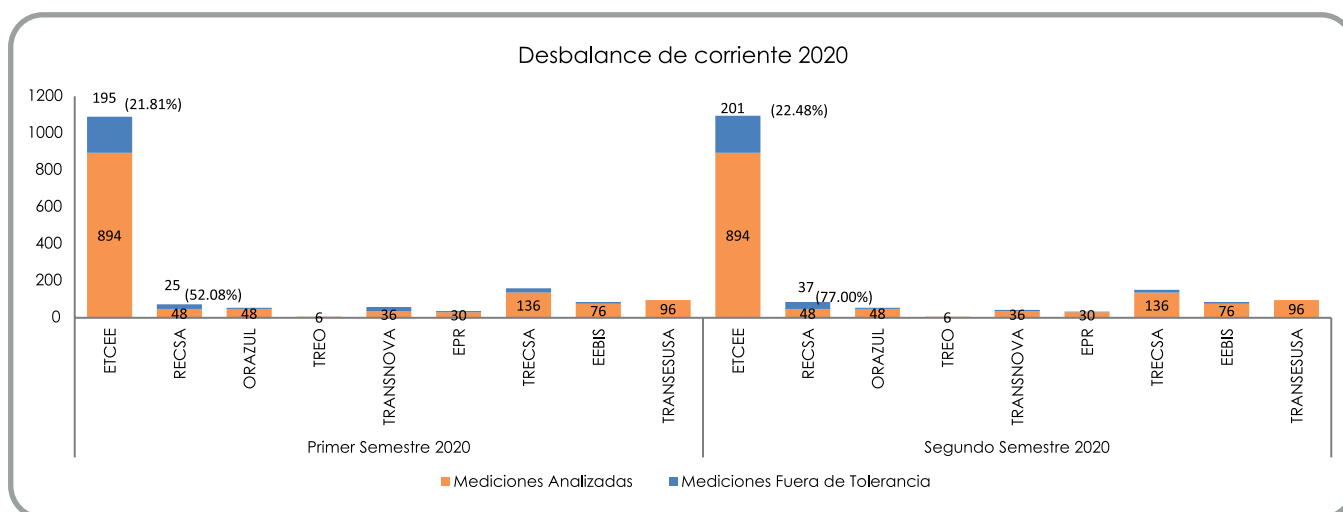
En las gráficas 1-1A y 1-2A se puede observar el comportamiento de las mediciones fuera de tolerancia para cada transportista durante los años 2019 y 2020. Los puntos fuera de tolerancia por regulación de tensión presentados en la gráfica No 2, muestran que para el año 2020 hubo una mejora en la regulación de tensión respecto a los años anteriores.

2.1.2 Desbalance de corriente

La transgresión permitida para el indicador de desbalance de corriente medido en el punto de entrega (transportista-participante) corresponde a una tolerancia de diez por ciento (10%) para cada uno de los registros obtenidos en el intervalo de medición; el intervalo establecido para el indicador de desbalance de corriente es de 15 minutos.

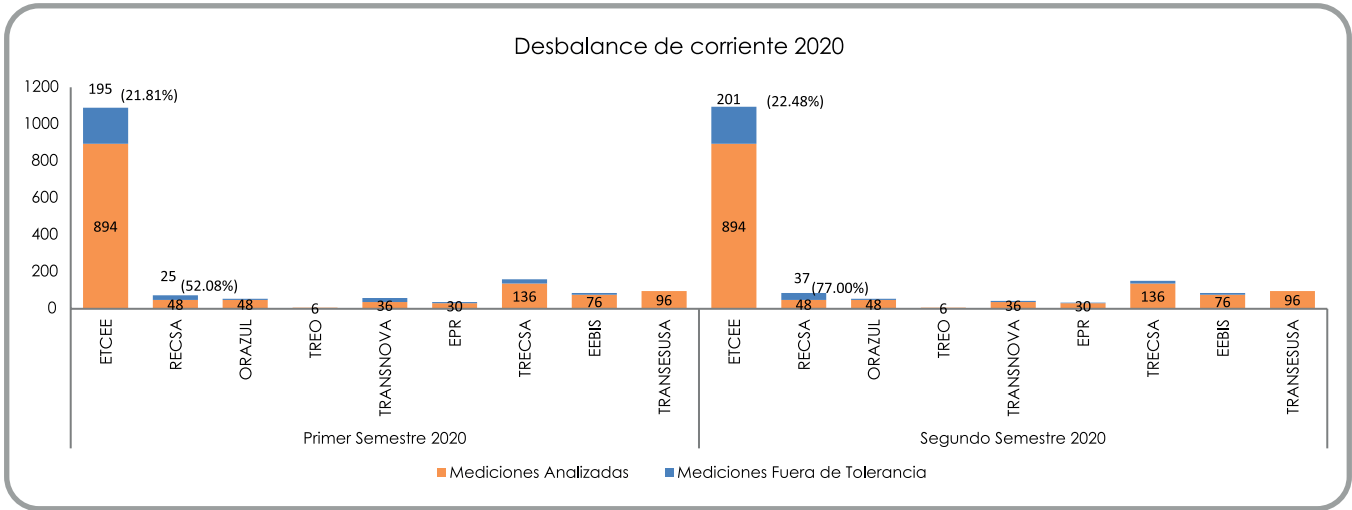
Por otro lado, se considera que un participante afecta la calidad del servicio de energía eléctrica cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento (5%) del correspondiente al periodo de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance de corriente excedió el rango de tolerancia establecida. La normativa actual contempla la evaluación del indicador desbalance de corriente. Las mediciones serán realizadas en los puntos que el transportista considere necesarios a efecto de identificar a los participantes que afecten la calidad del servicio.

Gráfica 4-1A. Puntos fuera de tolerancia – desbalance de corriente



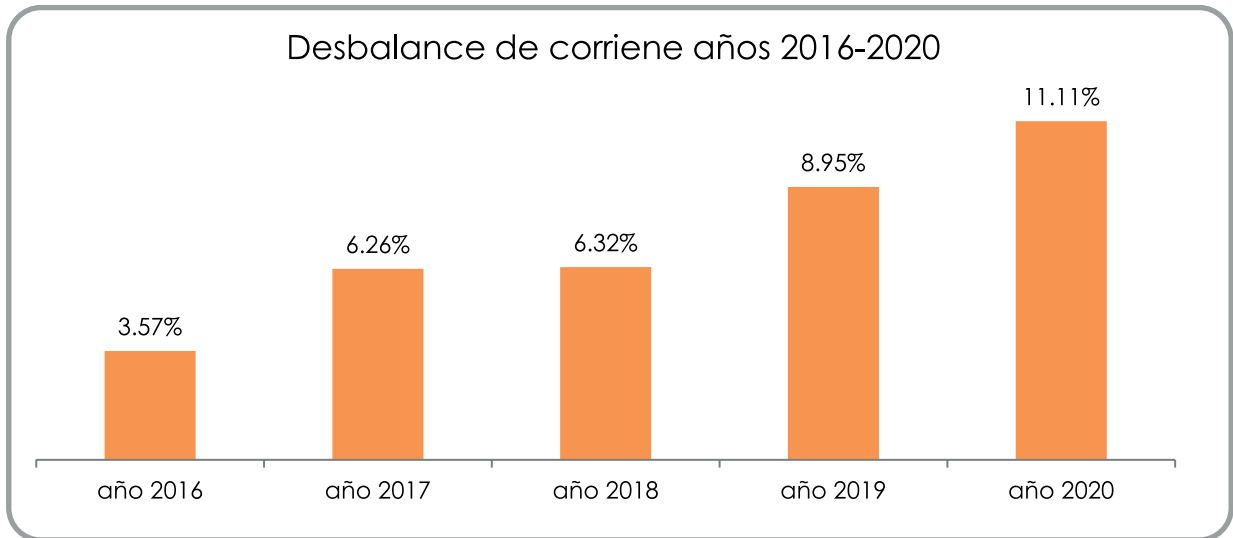
Fuente: información regulatoria

Gráfica 5-2A. Puntos fuera de tolerancia – desbalance de corriente



Fuente: información regulatoria

Gráfica 6A. Comportamiento del desbalance de corriente años 2016 – 2020



Fuente: información regulatoria

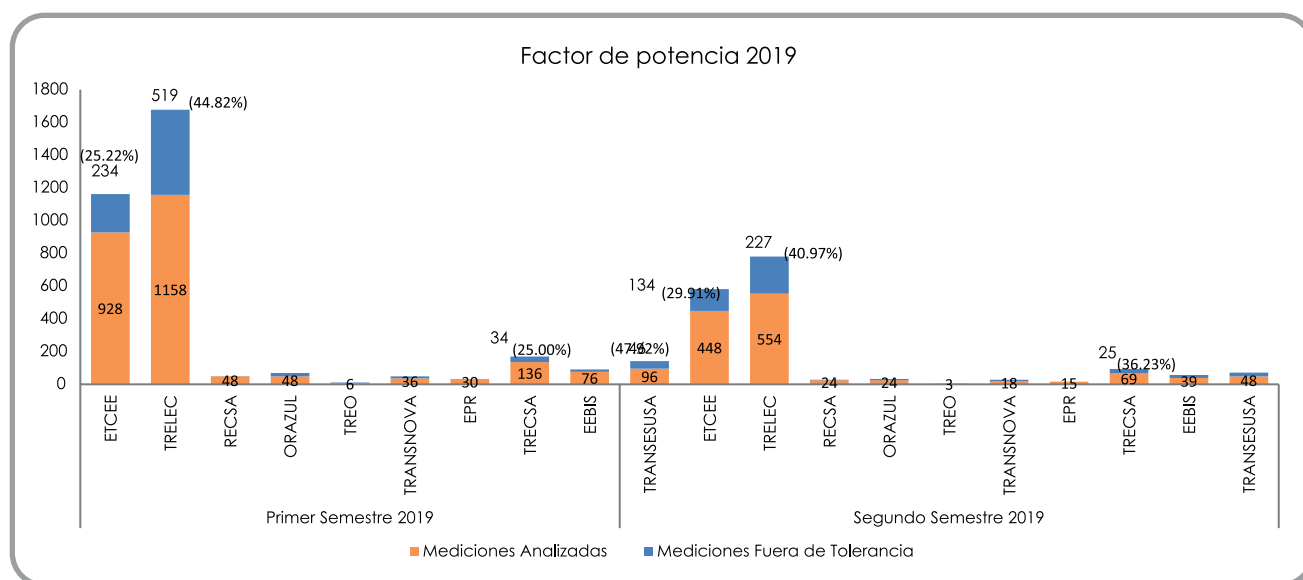
En los gráficos anteriores se puede observar el comportamiento del desbalance de corriente que provocaron los participantes que influyeron en el sistema de transporte durante los años 2019 y 2020. En los gráficos No. 3-1 y 3-2 se observa que ETCEE y RECSA fueron los transportistas que reportaron la mayor cantidad de puntos fuera de tolerancia; tal hecho se relaciona con que son los transportistas que tienen conectado a su sistema a agentes participantes a distribuidores. Asimismo, es importante observar que los demás agentes reportaron puntos fuera de tolerancia sin que estos posean carga significativa conectada a su sistema de transporte. La gráfica No 4 permite identificar que existe una tendencia incremental anual en el desbalance de corriente originada por los participantes –consumidores- conectados al sistema de transporte.

2.1.3 Factor de potencia

Dentro de la normativa se contempla que para el control de la regulación de tensión (Artículo 23. NTCSTS), el transportista deberá efectuar mediciones durante el periodo de medición mensual de acuerdo al intervalo de medición de los niveles de tensión en cada uno de los puntos de conexión de su sistema de transporte con cada uno de los participantes.

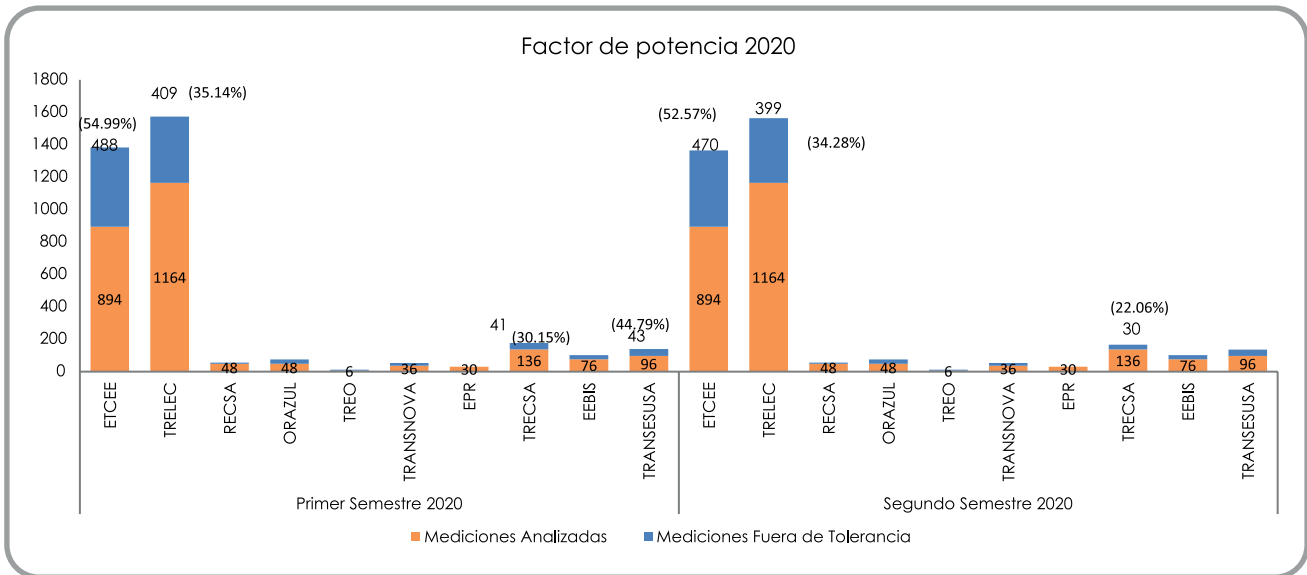
Adicionalmente se indica que: Los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo a toda hora de 0.90 o superior a partir de la vigencia de estas normas. Los generadores deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva dentro de los límites de su curva de operación y deben suministrarlo al AMM.

Gráfica 7-1A. Puntos fuera de tolerancia – factor de potencia



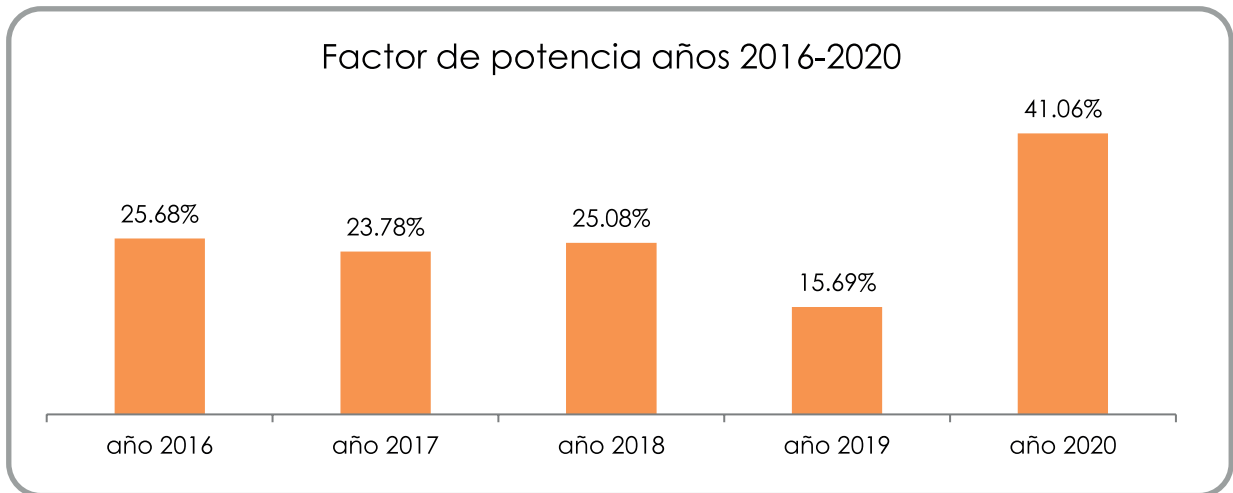
Fuente: información regulatoria

Gráfica 8-2A. Puntos fuera de tolerancia – factor de potencia



Fuente: información regulatoria

Gráfica 9A. Comportamiento del factor de potencia años 2016 – 2020



Fuente: información regulatoria

En los gráficos anteriores se puede observar el comportamiento del factor de potencia que provocaron los participantes que influyeron en el sistema de transporte durante los años 2019 y 2020.

En los gráficos No. 5-1 y 5-2 se observa que ETCEE y TRELEC fueron los transportistas que reportaron la mayor cantidad de puntos que superaron la tolerancia de 0.90 por factor de potencia. En la gráfica No 6 se observa la evolución anual del comportamiento del factor de potencia, el cual ha mostrado un deterioro significativo en 2020.

2.2 Servicio Técnico

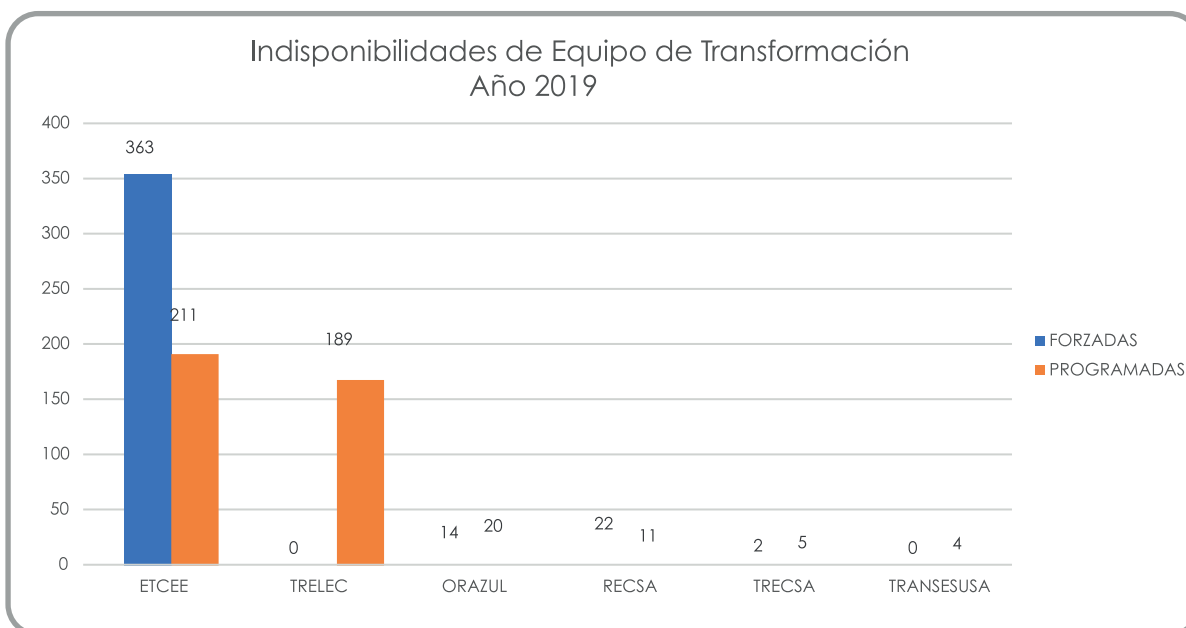
La calidad del servicio técnico de los sistemas de transmisión tiene por objeto evaluar el desempeño de los sistemas de transmisión en función de la continuidad del suministro eléctrico y para ello es regulada la disponibilidad de los equipos que conforman los sistemas de transmisión en periodos anuales.

La Norma Técnica del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS– define que los equipos sujetos a regulación son los siguientes: a) equipos de transformación; b) las líneas de transmisión; y c) equipos de compensación reactiva, los cuales son auditados en periodos anuales. Asimismo, la referida norma define las tolerancias admisibles de indisponibilidad para las líneas de transmisión considerando que es un equipo de alta extensión expuesto a situaciones externas que provoquen su indisponibilidad.

Los datos y gráficos presentados a continuación fueron elaborados por CNEE con base en la información que el AMM y los agentes transportistas remiten mensualmente, aclarando que los mismos pueden variar según los resultados de las acciones de revisión y auditoría que realiza la CNEE.

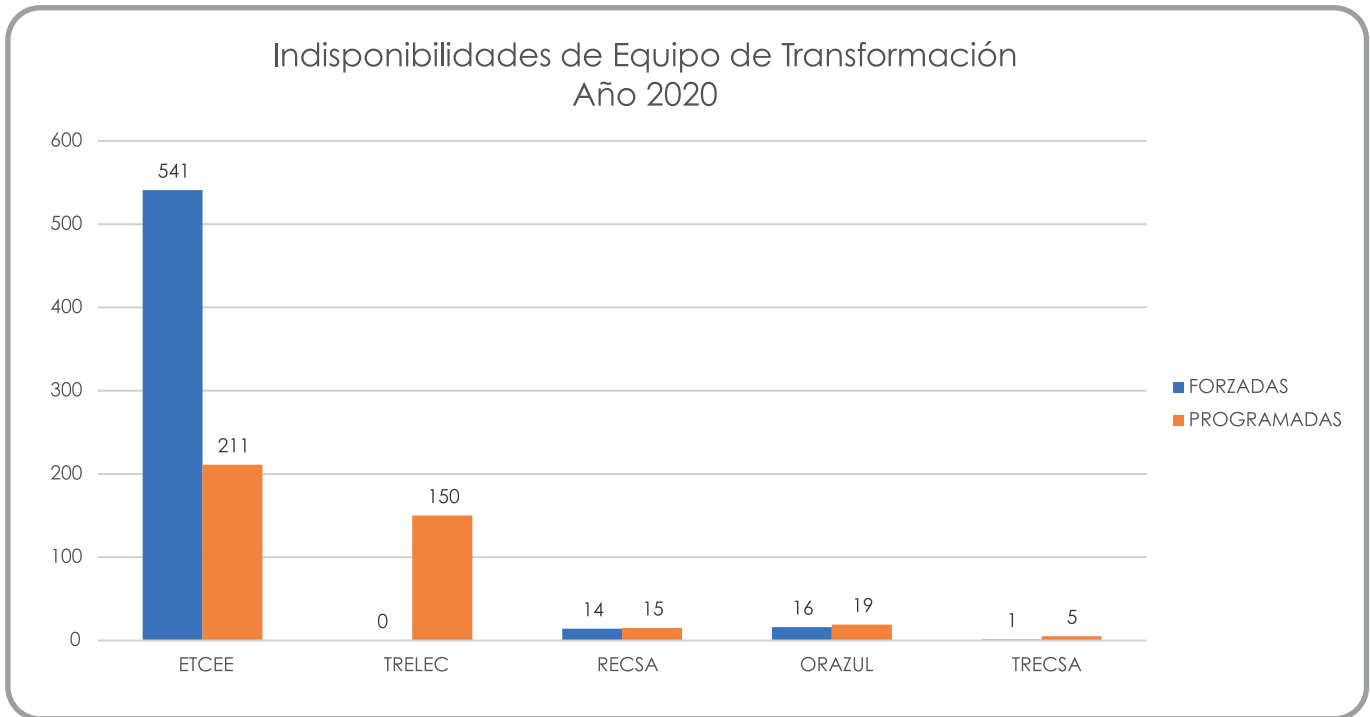
A continuación, se presenta de forma gráfica las indisponibilidades de equipo de transformación presentadas durante los años 2019 y 2020.

Gráfica 10-1A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Transformación



Fuente: información regulatoria

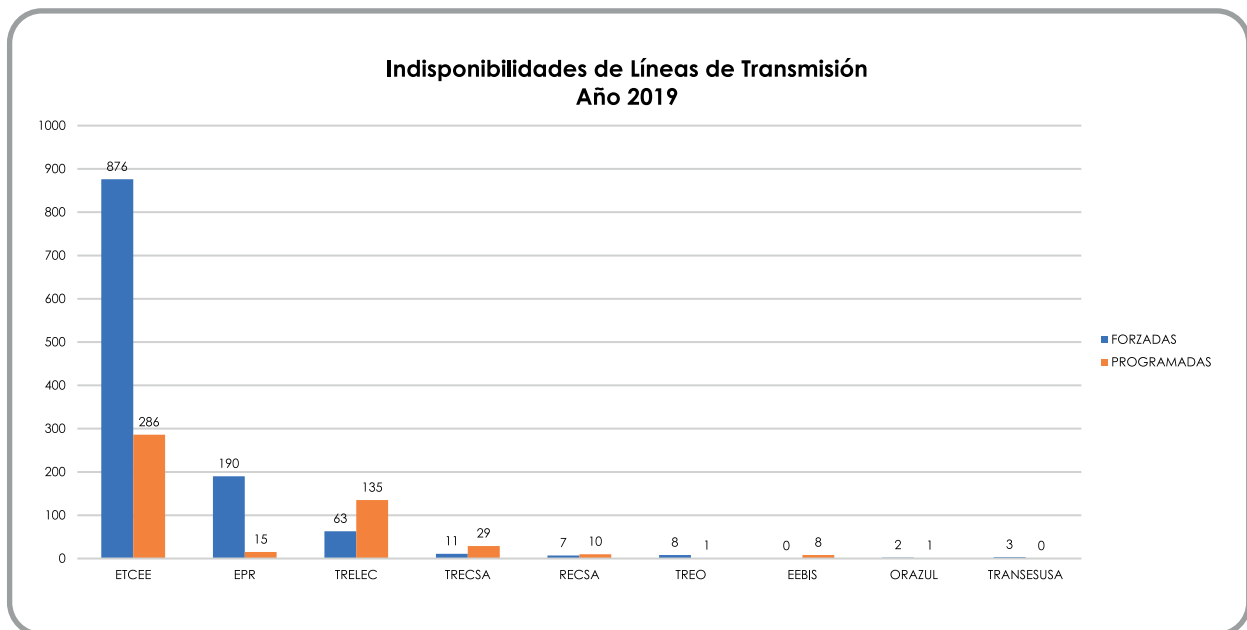
Gráfica 11-2A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Transformación



Fuente: información regulatoria

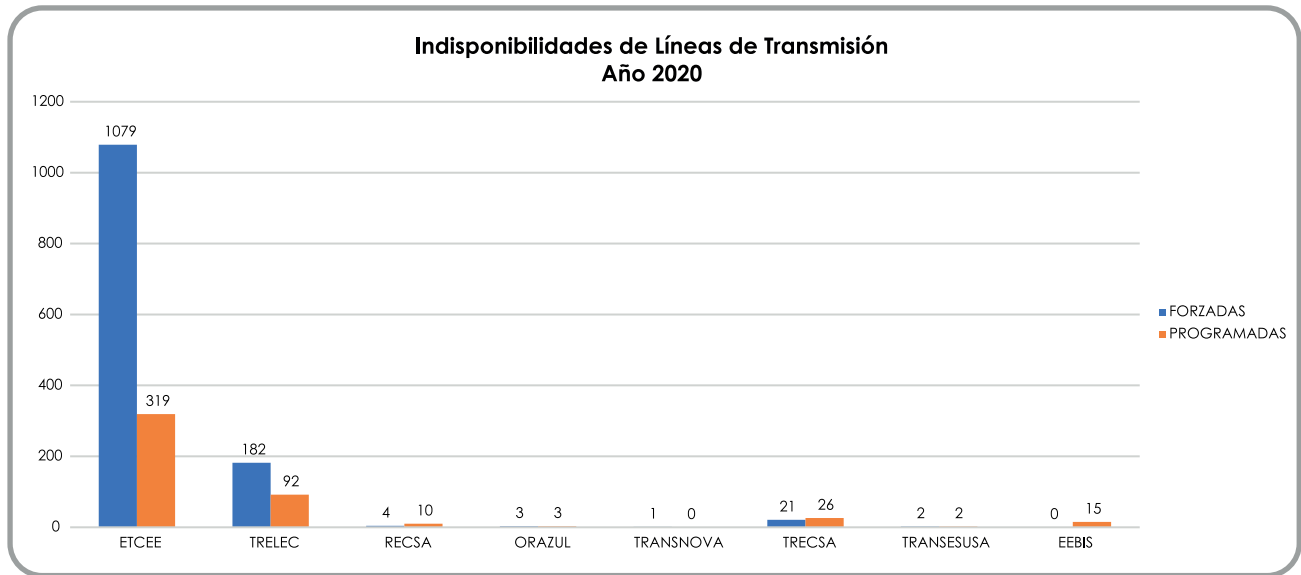
Asimismo, se presenta en los siguientes gráficos la cantidad de indisponibilidades de líneas de transmisión por agente durante los años 2019 y 2020, tanto forzadas como programadas:

Gráfica 12-1A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Líneas de Transmisión



Fuente: información regulatoria

Gráfica 13-2A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Líneas de Transmisión

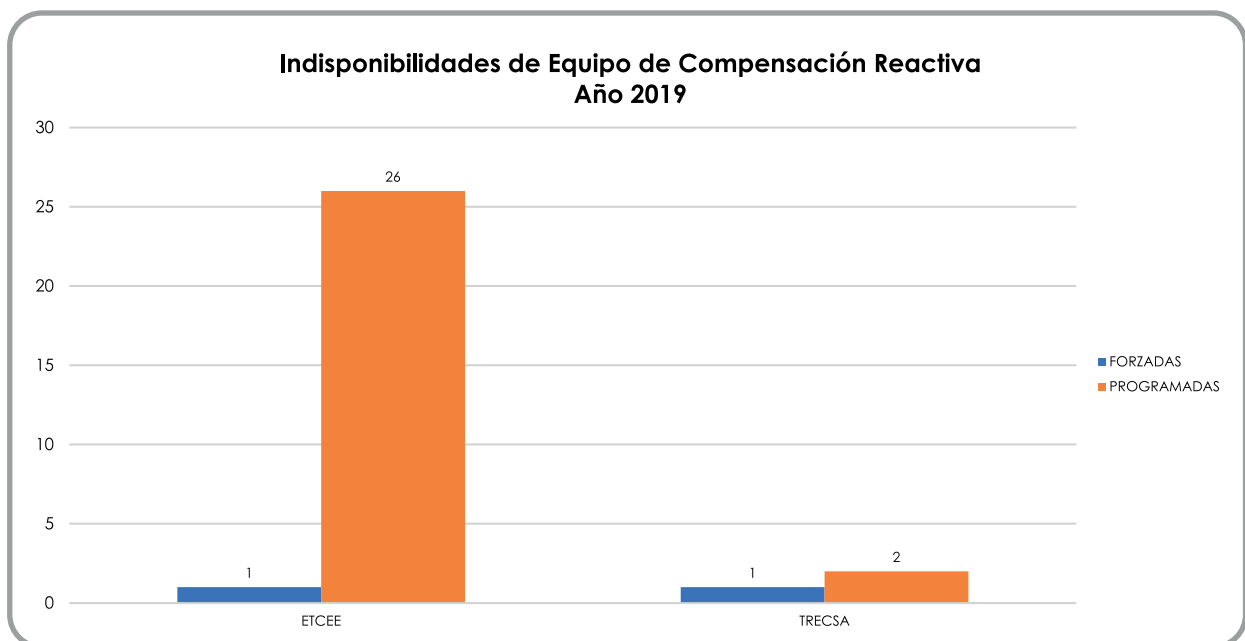


Fuente: información regulatoria

El gráfico anterior muestra que en las líneas de transmisión del sistema eléctrico de transporte predominan las indisponibilidades forzadas sobre las indisponibilidades programadas.

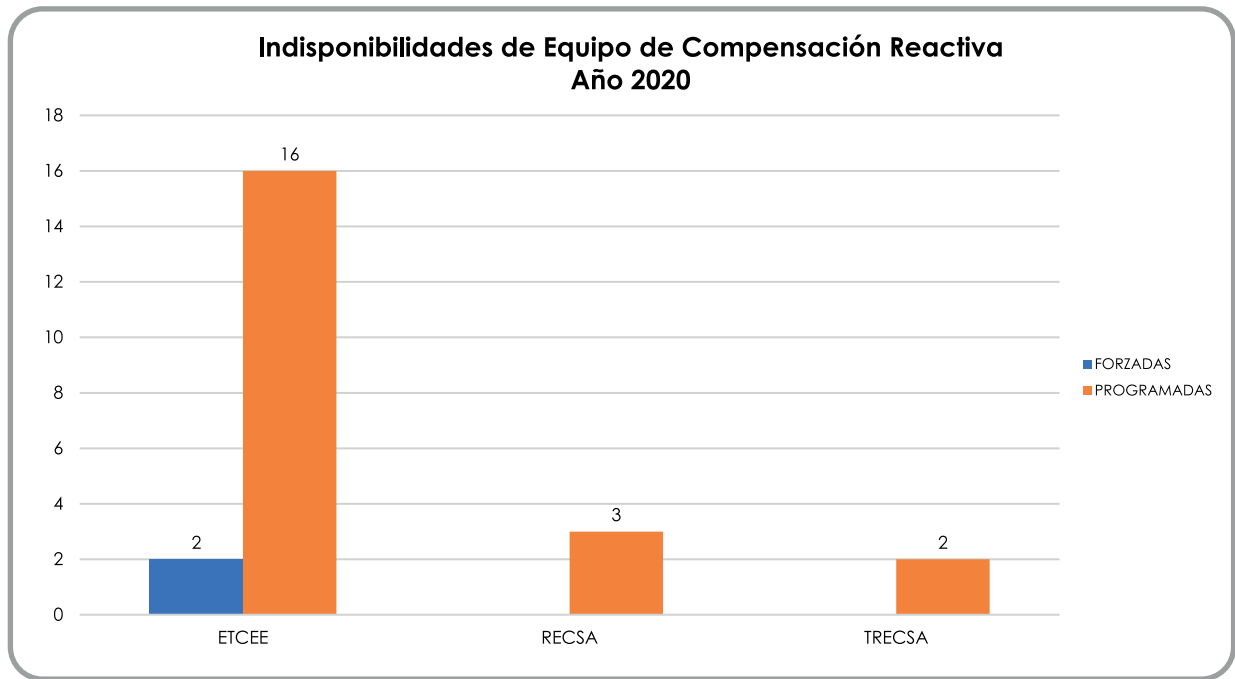
En cuanto a la disponibilidad del equipo de compensación reactiva del sistema de transporte se presentó un total de 30 indisponibilidades durante el año 2019 y 23 indisponibilidades durante el año 2020, de las cuales mayoritariamente fueron del tipo programado de acuerdo al siguiente gráfico:

Gráfica 14-1A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Compensación Reactiva



Fuente: información regulatoria

Gráfica 15-2A. Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Compensación Reactiva

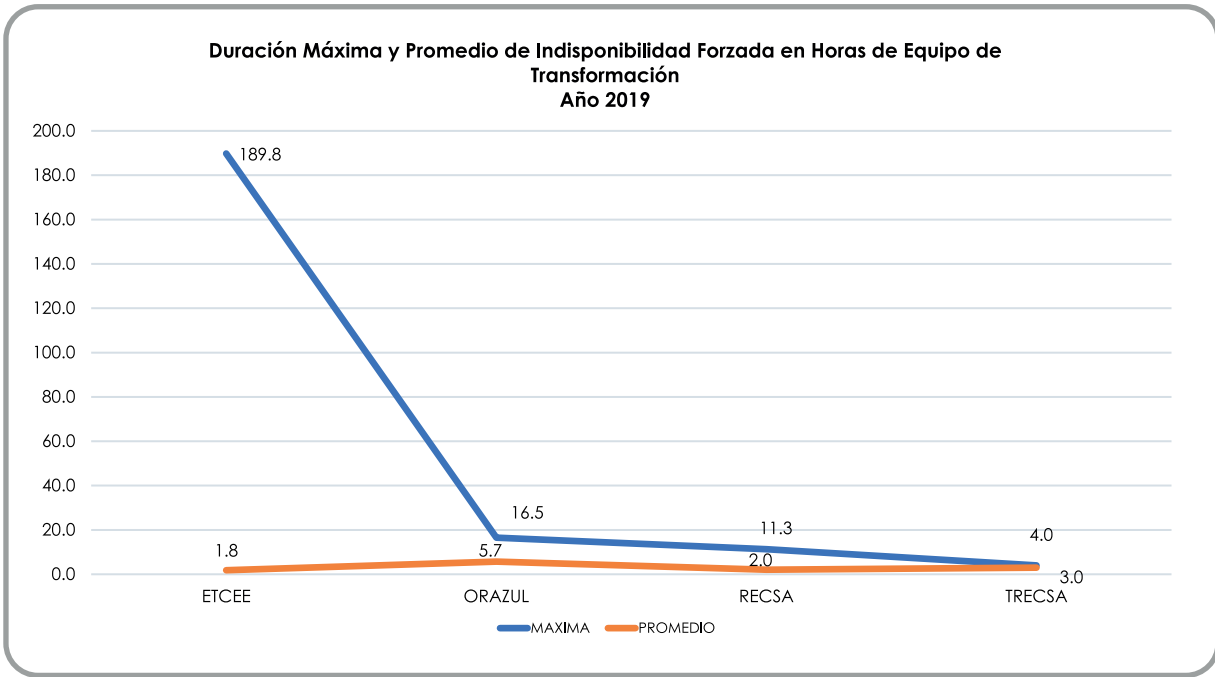


Fuente: información regulatoria

2.2.1 Indisponibilidades Forzadas

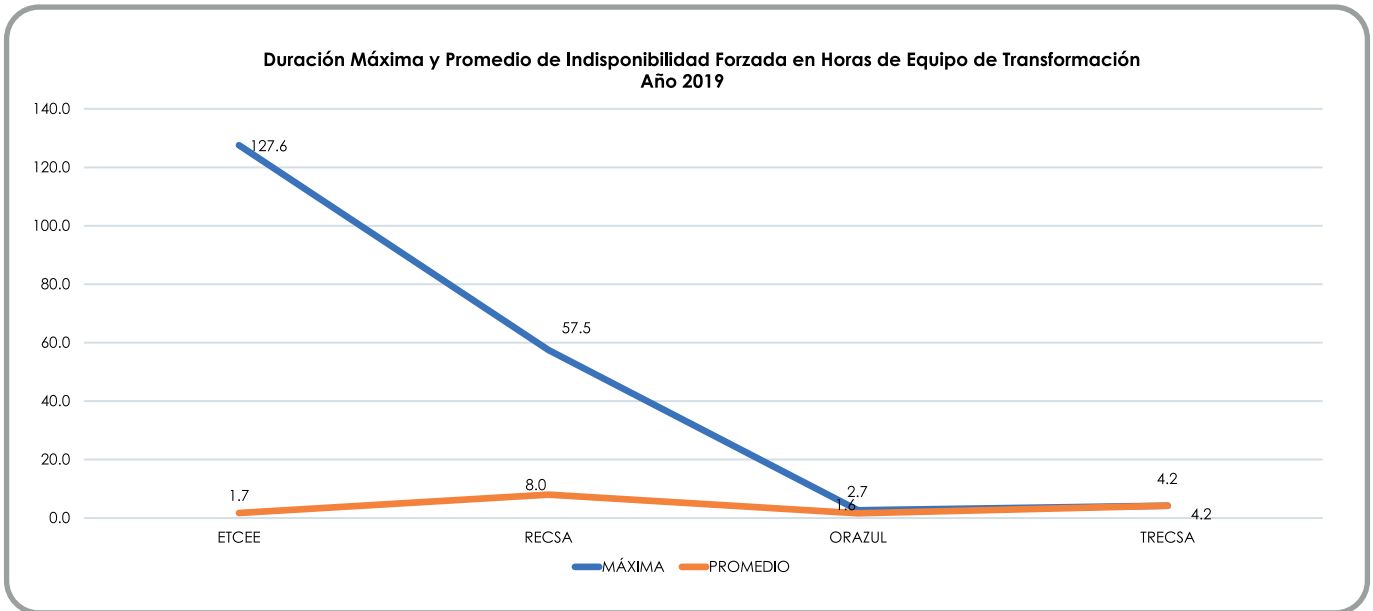
Todo equipamiento asociado al Sistema de Transporte de Energía eléctrica (STEE) que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el AMM o en condición de Indisponibilidad Programada, será considerado en condición de Indisponibilidad Forzada. En el siguiente gráfico se efectuó el monitoreo de la duración de Indisponibilidades forzadas de equipo de transformación y se determinó que durante el 2019 el sistema de transporte presenta duraciones máximas entre 4 y 189.8 horas y en promedio entre 1.8 y 5.7 horas (no se discrimina las indisponibilidades relacionadas con fuerza mayor para ambos casos) y durante el 2020 el sistema de transporte presenta duraciones máximas entre 4.2 y 127.6 horas y en promedio entre 1.6 y 8 horas (no se discrimina las indisponibilidades relacionadas con fuerza mayor para ambos casos).

Gráfica 16-1A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Forzada de Equipo de Transformación



Fuente: información regulatoria

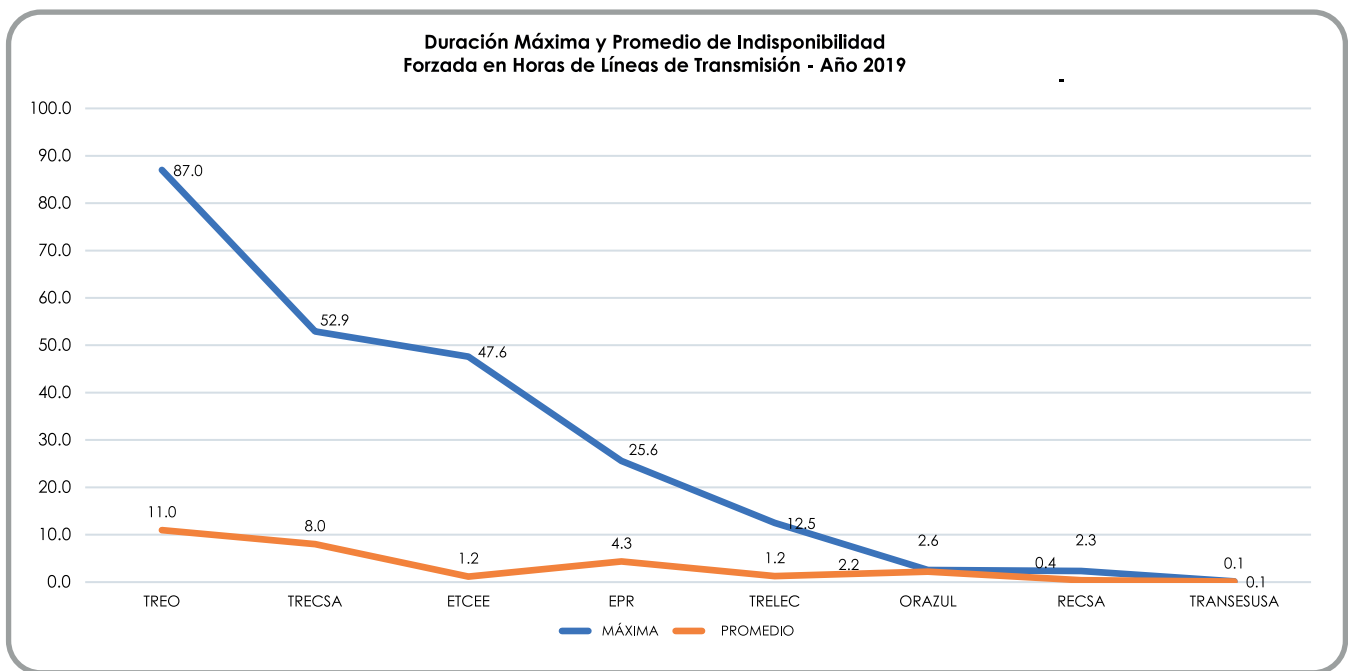
Gráfica 17-2A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Forzada de Equipo de Transformación



Fuente: información regulatoria

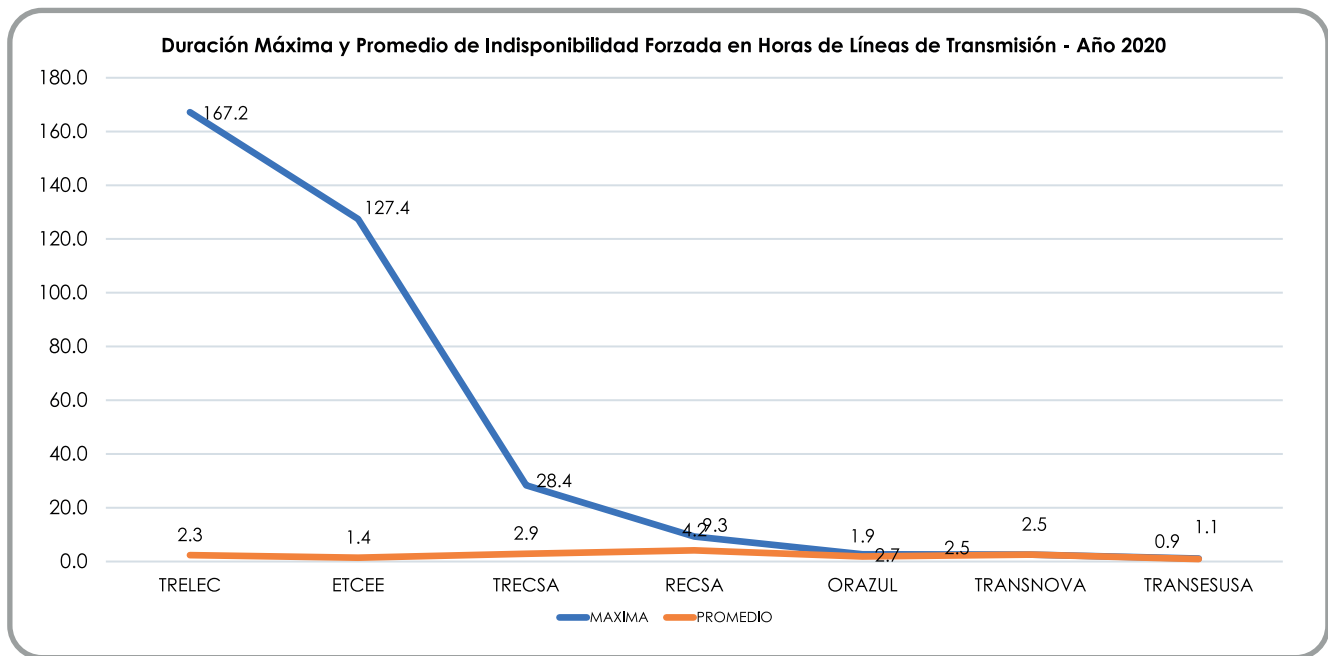
Para el caso de las indisponibilidades de líneas de transmisión fueron identificadas cinco (5) participantes del sistema de transporte que presentan en 2019 duraciones máximas de indisponibilidad entre 12.5 y 87 horas y en 2020 duraciones máximas de indisponibilidad entre 2.7 y 167.2 horas los cuales superan de sobremanera la duración promedio de indisponibilidad, así como los valores de las tolerancias admisibles en la Norma Técnica de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–.

Gráfica 18-1A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Forzada de Líneas de Transmisión



Fuente: información regulatoria

Gráfica 19-2A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Forzada de Líneas de Transmisión



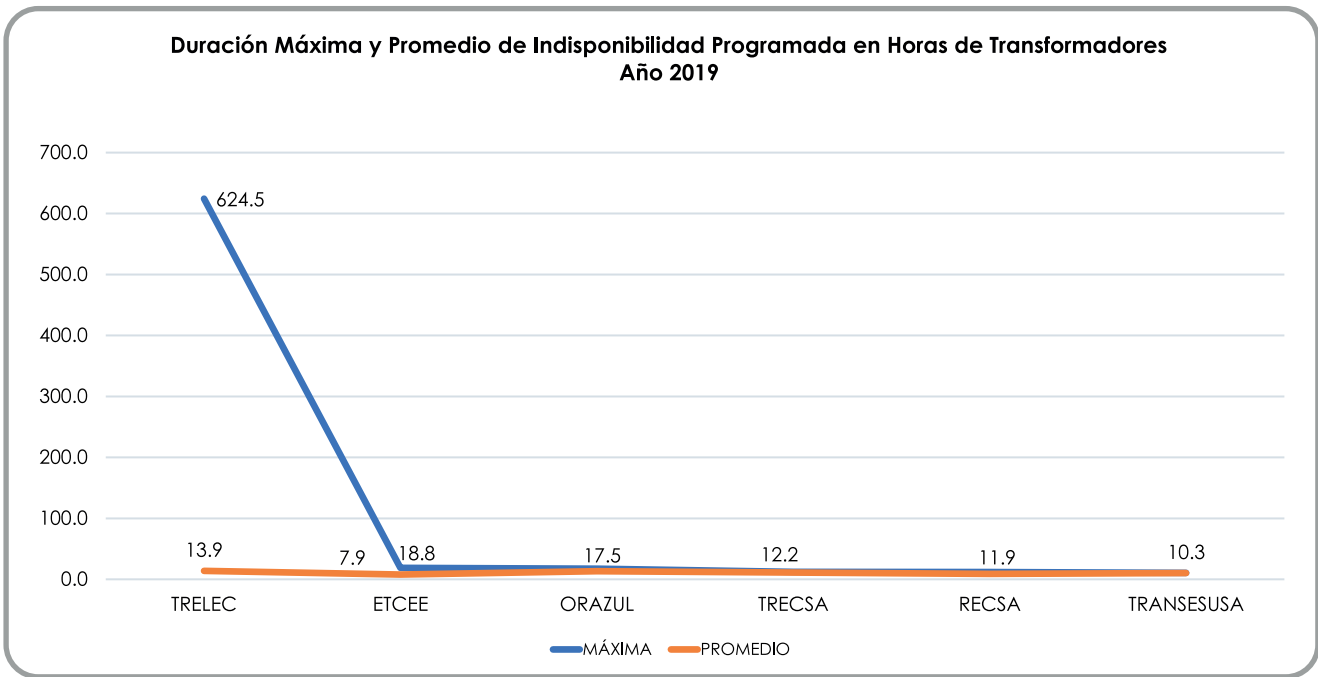
Fuente: información regulatoria

2.2.2 Indisponibilidades Programadas

Cuando una línea asociada al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica se encuentra fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados, se considera que se encuentra en condición de indisponibilidad Programada, considerando que para el caso en particular de las indisponibilidades programadas los Transportistas deben realizar los procedimientos establecidos en el marco regulatorio para que la indisponibilidad de la línea se considere como indisponibilidad programada.

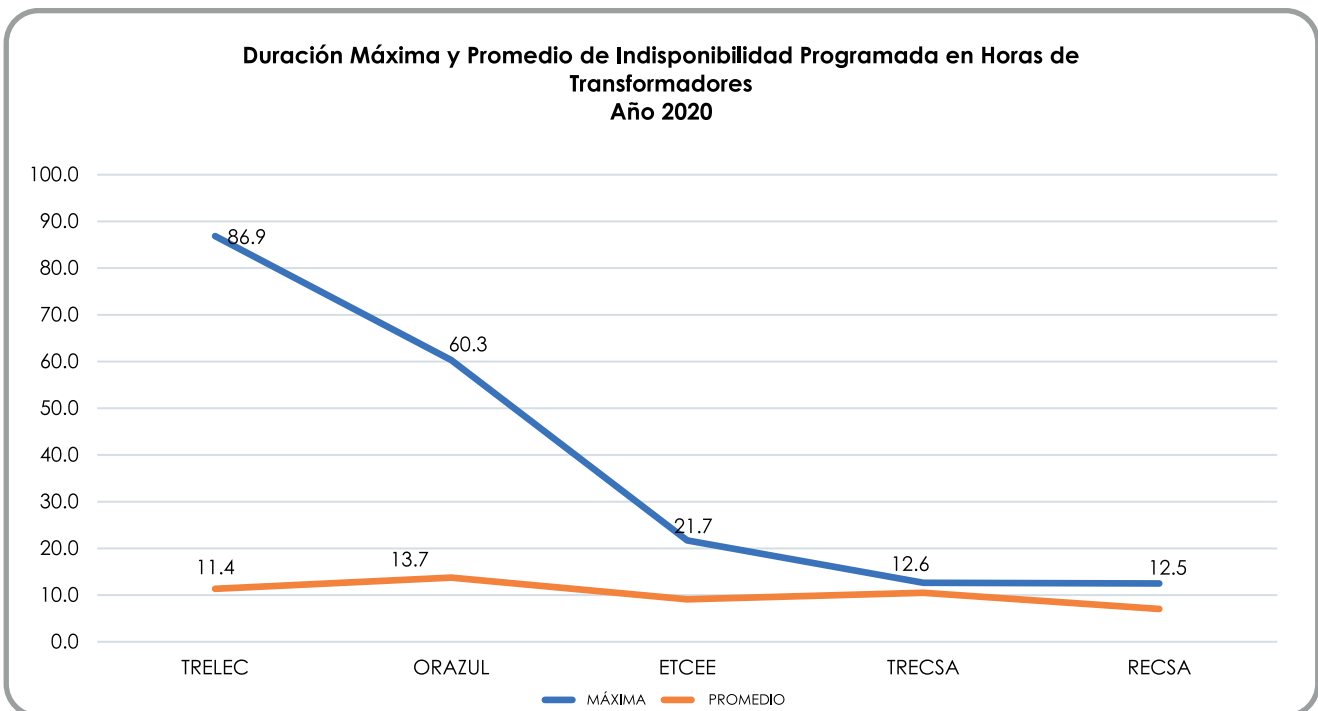
Durante el año 2019, la duración de las indisponibilidades programadas de equipos de transformación refleja que en el STEE se presentaron indisponibilidades con duración máxima de entre 10.7 y 624.5 horas y promedios de duración entre 10.3 y 13.9 horas. En el año 2020 la duración de las indisponibilidades programadas de equipos de transformación refleja que en el STEE se presentaron indisponibilidades con duración máxima de entre 12.5 y 86.9 horas y promedios de duración entre 7 y 13.7 horas.

Gráfica 20-1A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Programada de Equipo de Transformación



Fuente: información regulatoria

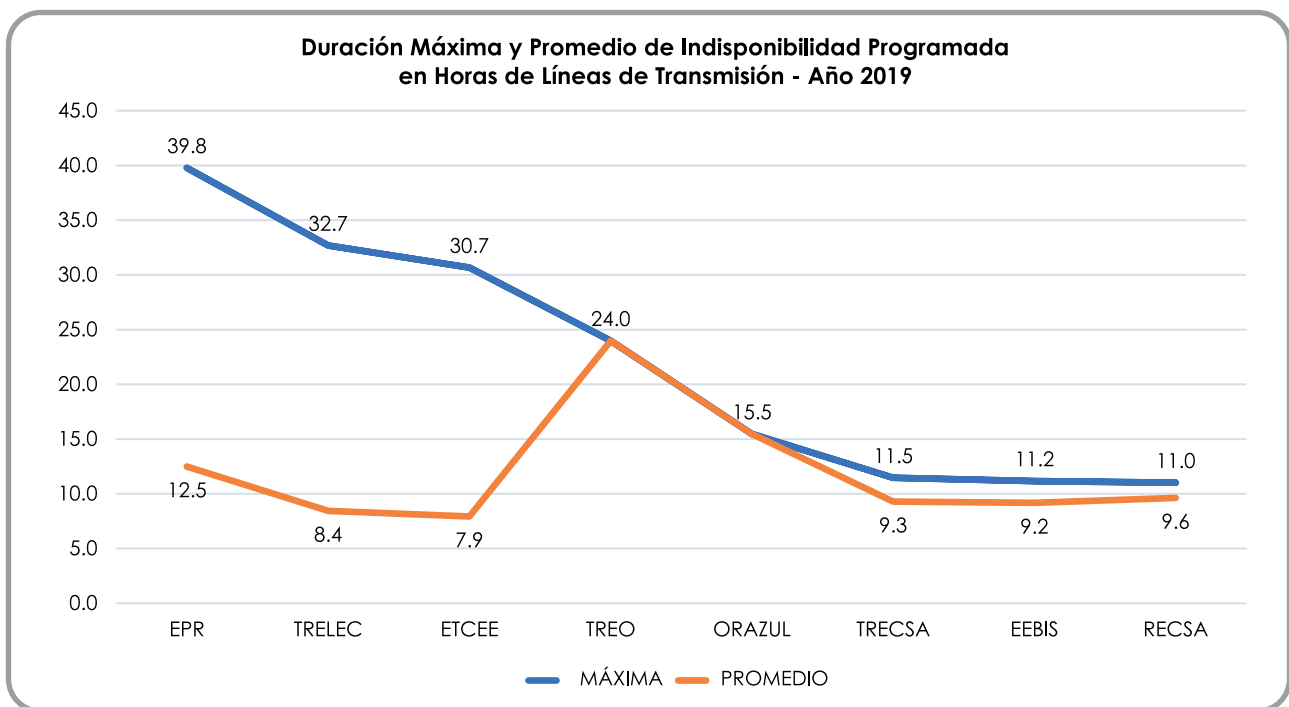
Gráfica 21-2A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Programada de Equipo de Transformación



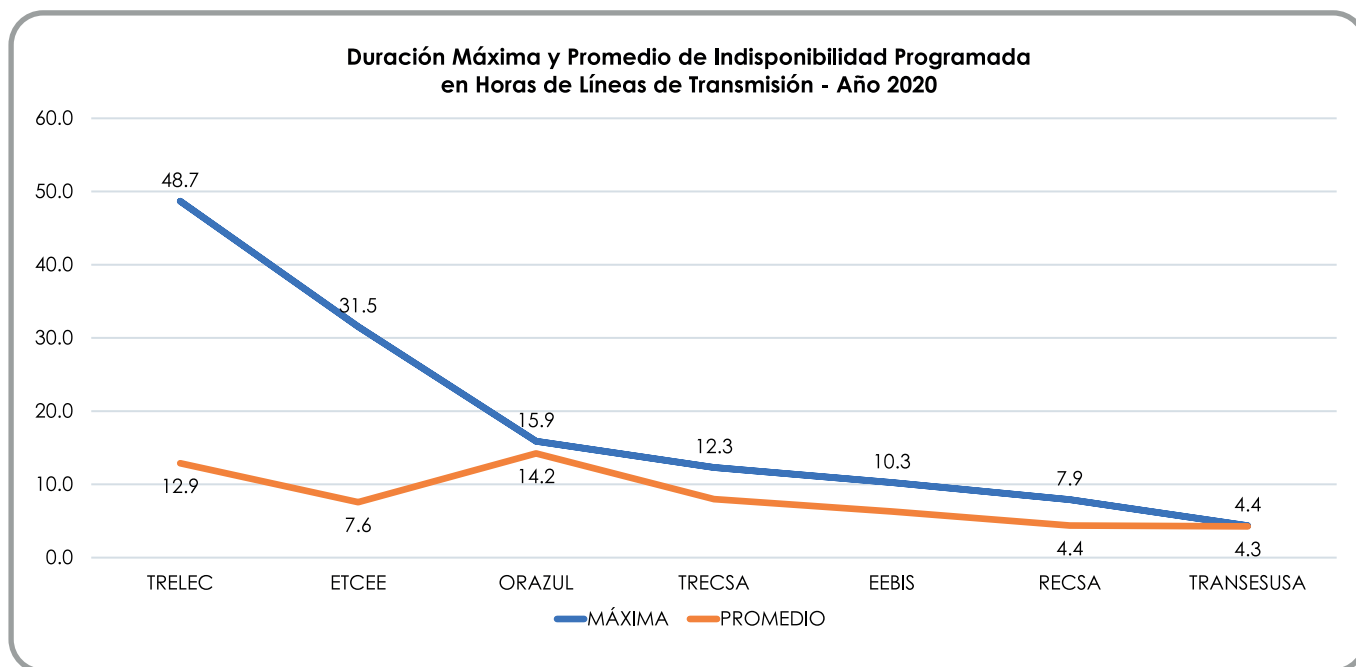
Fuente: información regulatoria

En torno a la duración de indisponibilidad programada de líneas de transmisión en 2019 con duraciones máximas entre 11 y 39.8 horas y en 2020 con duraciones máximas entre 4.4 y 48.7 horas de las cuales resaltan cuatro (4) participantes del STEE con valores sumamente elevados en torno al promedio de duración.

Gráfica 22-1A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Programada de Líneas de Transmisión



Gráfica 23-2A. Duración Máxima y Promedio de Indisponibilidad Programada de Líneas de Transmisión

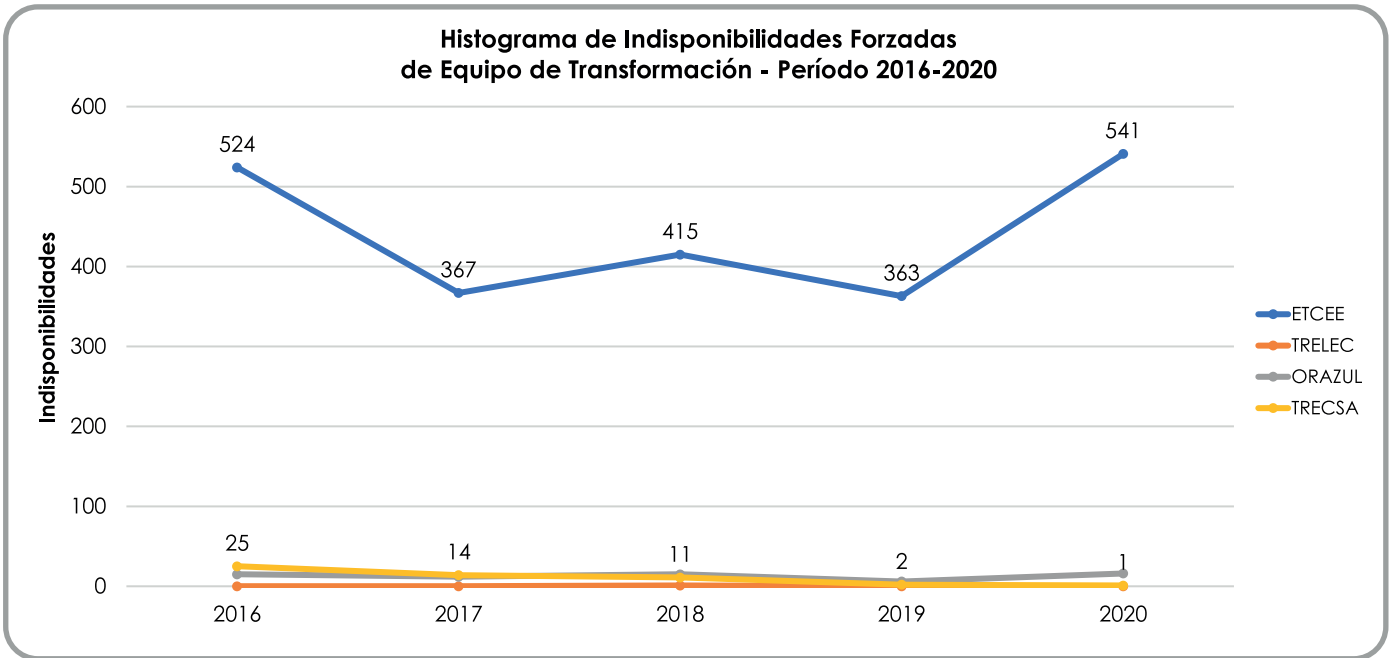


Fuente: información regulatoria

2.2.3 Histórico de Indisponibilidades

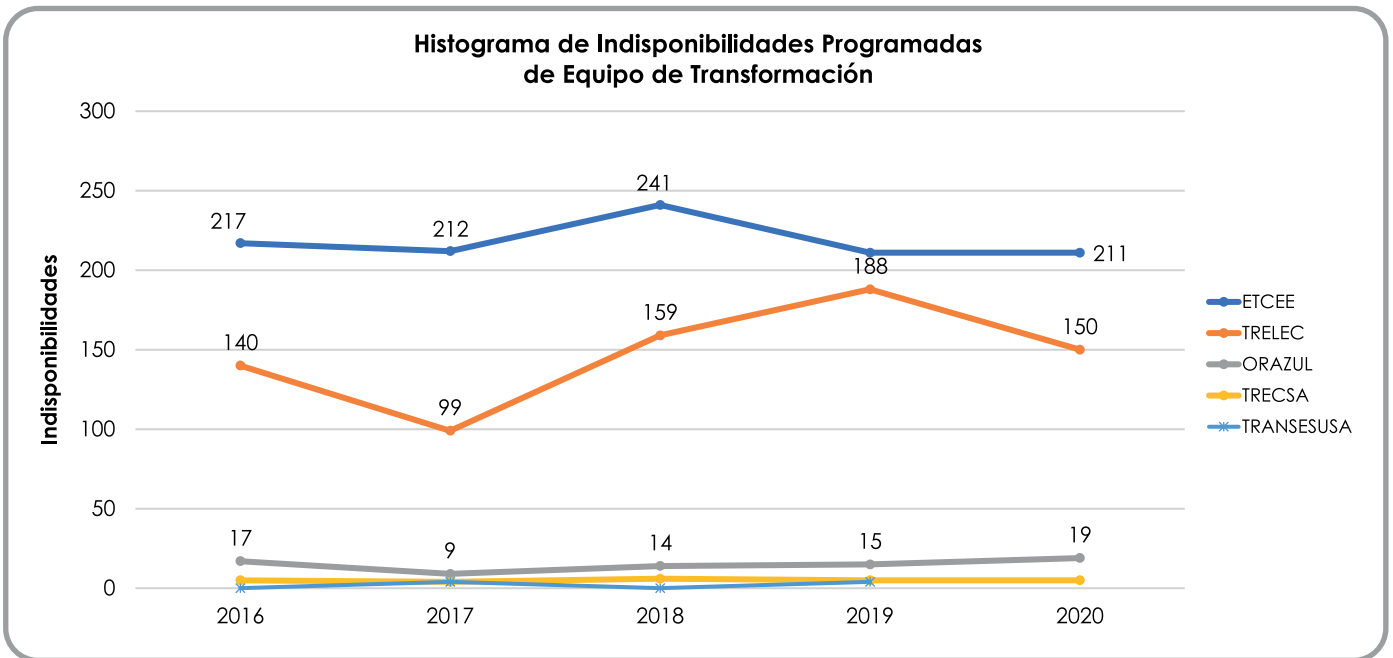
Durante el período del año 2016 a 2020, los agentes transportistas han tendido a incrementar sus indisponibilidades programadas lo cual ha incidido en menor grado a reducir la cantidad de indisponibilidades forzadas de equipos de transformación.

Gráfica 24A. Histograma de Indisponibilidades Forzadas de Equipo de Transformación – Periodo 2016-2020



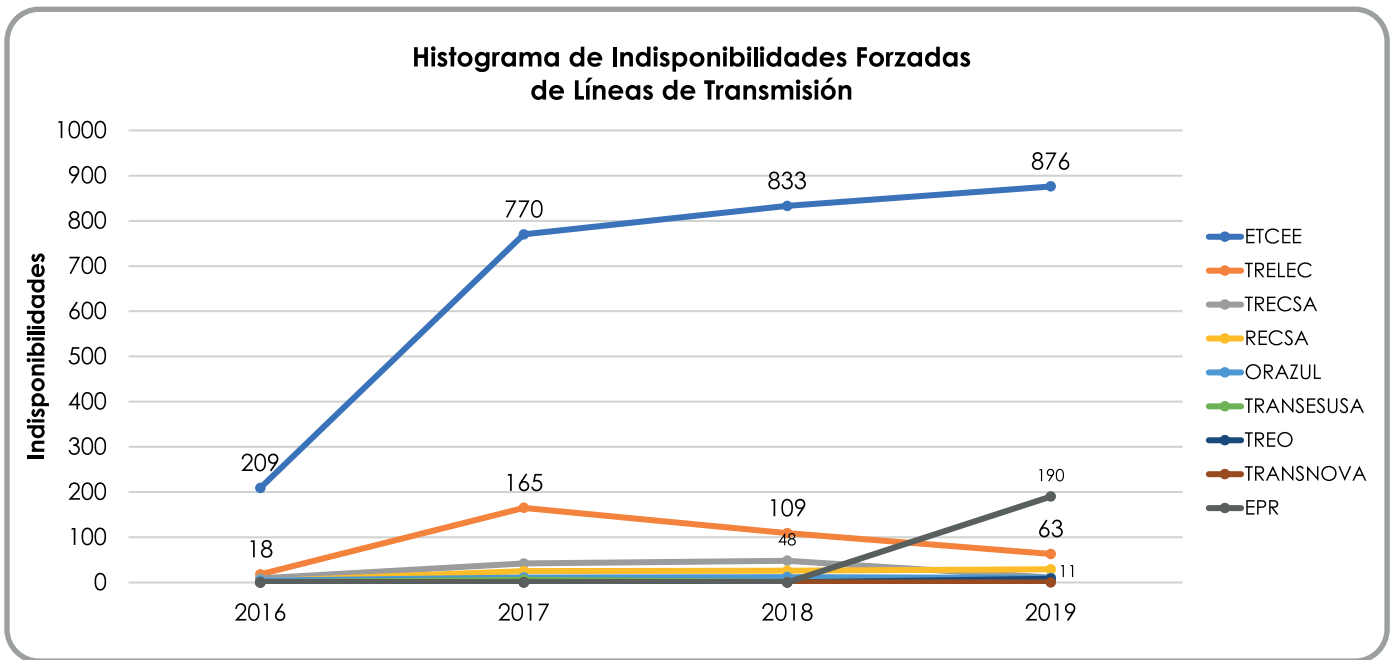
Fuente: información regulatoria

Gráfica 25A. Histograma de Indisponibilidades Programadas de Equipo de Transformación – Periodo 2016-2020



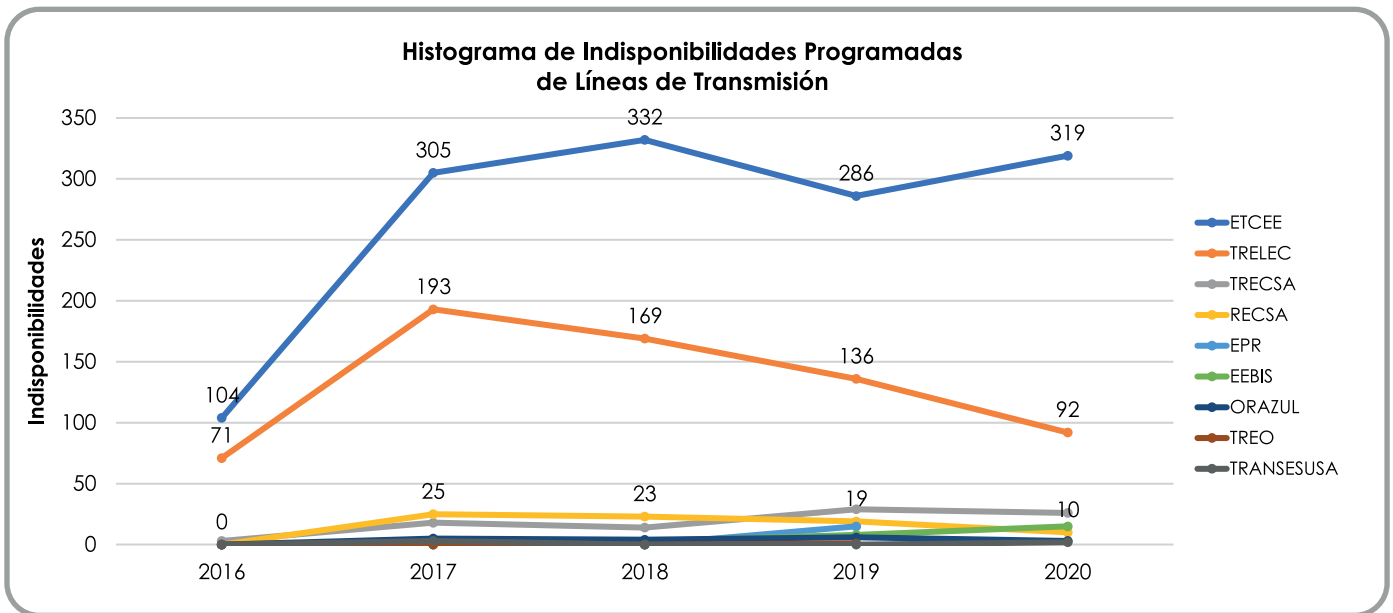
Fuente: información regulatoria

Gráfica 26A. Histograma de Indisponibilidades Programadas de Equipo de Transformación – Periodo 2016-2020.



Fuente: información regulatoria

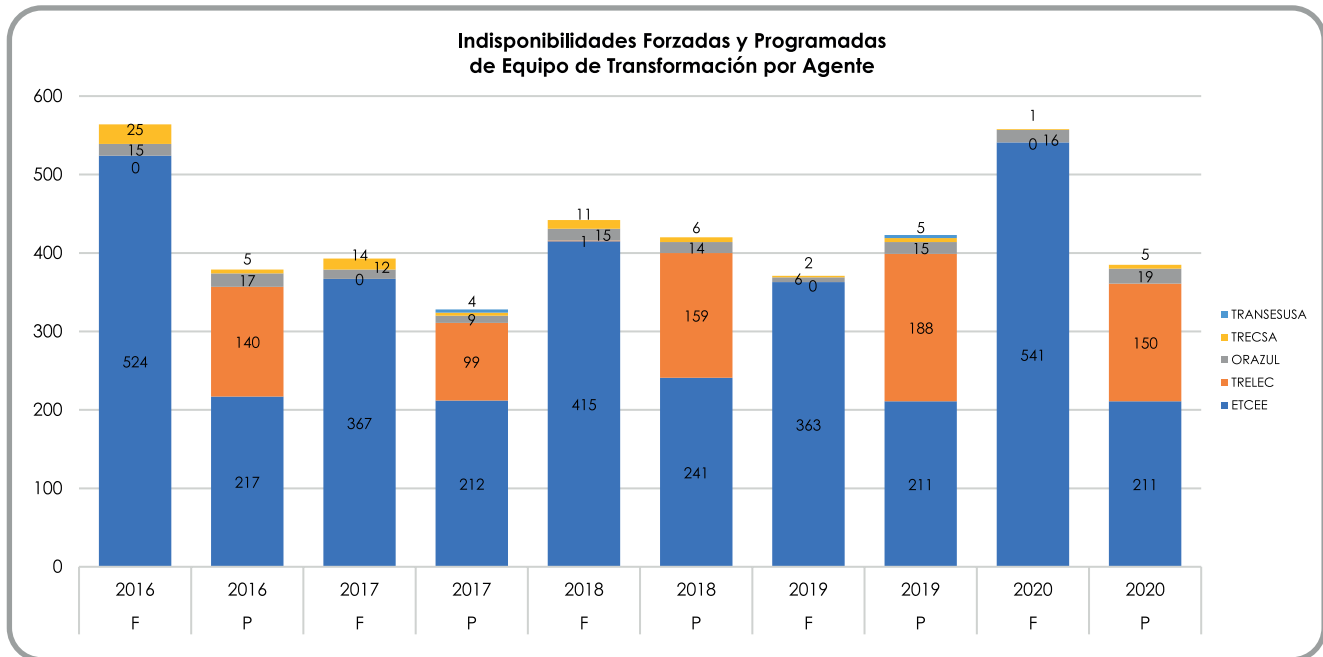
Gráfica 27A. Histograma de Indisponibilidades Programadas de Líneas de Transmisión – Periodo 2016-2020.



Fuente: información regulatoria

De forma global, a continuación se muestran las indisponibilidades forzadas (F) y las programadas (P) de equipo de transformación presentadas durante el periodo comprendido del año 2016 a 2020.

Gráfica 28A. Histograma de Indisponibilidades Forzadas y Programadas de Equipo de Transformación por Agente – Periodo 2016-2020.




Fuente: información regulatoria

3. Calidad de Servicio de Distribución

Como parte de sus funciones, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica vela por el cumplimiento de las tolerancias de calidad del servicio de energía eléctrica; la CNEE periódicamente evalúa la calidad del producto suministrado por el Distribuidor a los usuarios finales de la República de Guatemala.

La Calidad del Producto Técnico se relaciona con la calidad de onda de voltaje de la energía eléctrica. Esta onda no debe presentar perturbaciones o valores que excedan las tolerancias establecidas en la normativa y debe permitir el correcto funcionamiento de aparatos eléctricos, herramientas, equipos, etc., que el usuario final disponga o necesite para su uso.



El parámetro de voltaje de la calidad de la energía muestra el estado de la red de distribución y si el estado óptimo de dicha red está siendo afectada por perturbaciones o caídas de voltaje que al final afecta el correcto funcionamiento de equipos y/o herramientas eléctricas de los usuarios. Asimismo, estos efectos pueden modificar el desempeño óptimo de la red de Distribución y/o transporte.

Como parte de sus funciones, la CNEE vela por el cumplimiento de las tolerancias establecidas en la normativa con lo cual, periódicamente se evalúa el estado de la calidad de la energía a través de la calidad del producto suministrado por el Distribuidor a los usuarios finales de la República de Guatemala.

La información contenida en el presente apartado ha sido recolectada por los Distribuidores y trasladada a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de acuerdo a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico de Distribución (Resolución CNEE-38-2003). Toda la información remitida está sujeta al resultado de los procesos de revisión y auditoría que la CNEE efectúa de acuerdo a sus facultades, pudiendo existir variaciones en los valores presentados.

3.1 Producto Técnico

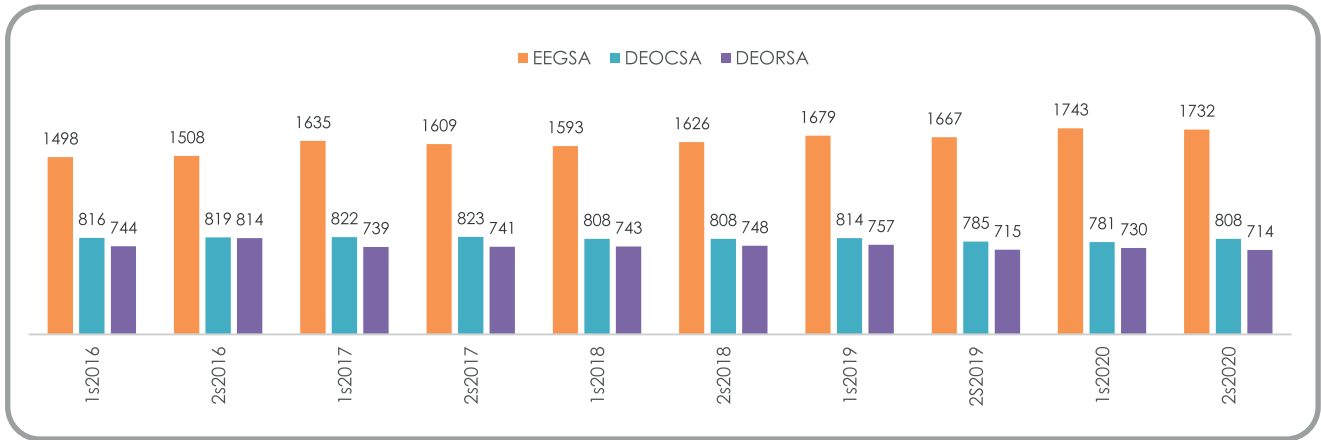
3.1.1 Regulación de Tensión

El control del parámetro de regulación de tensión se realiza por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales son sorteadas por la CNEE mensualmente entre los usuarios conectados en cada circuito de distribución. Estas mediciones son ejecutadas por el distribuidor y CNEE supervisa mensualmente la ejecución de una muestra de estas mediciones a efecto de garantizar la integridad de la información.

3.1.2 Indicadores individuales

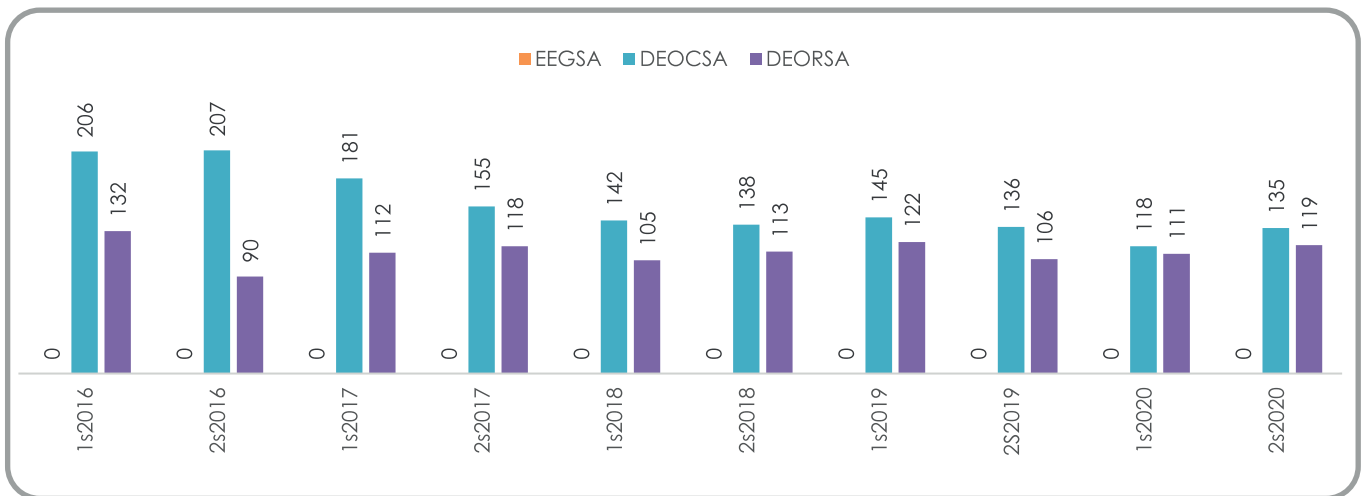
Como resultado de lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD- y para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios finales, CNEE evaluó y analizó cada una de las mediciones que fueron presentadas por el Distribuidor durante los años de 2016 al 2020, dando como resultado lo que en las gráficas se puede apreciar:

Gráfica 29A. Mediciones de Regulación de Tensión realizadas por los Distribuidores



Fuente: información regulatoria

Gráfica 30A. Mediciones de Regulación de Tensión que superaron la tolerancia establecida en las NTSD

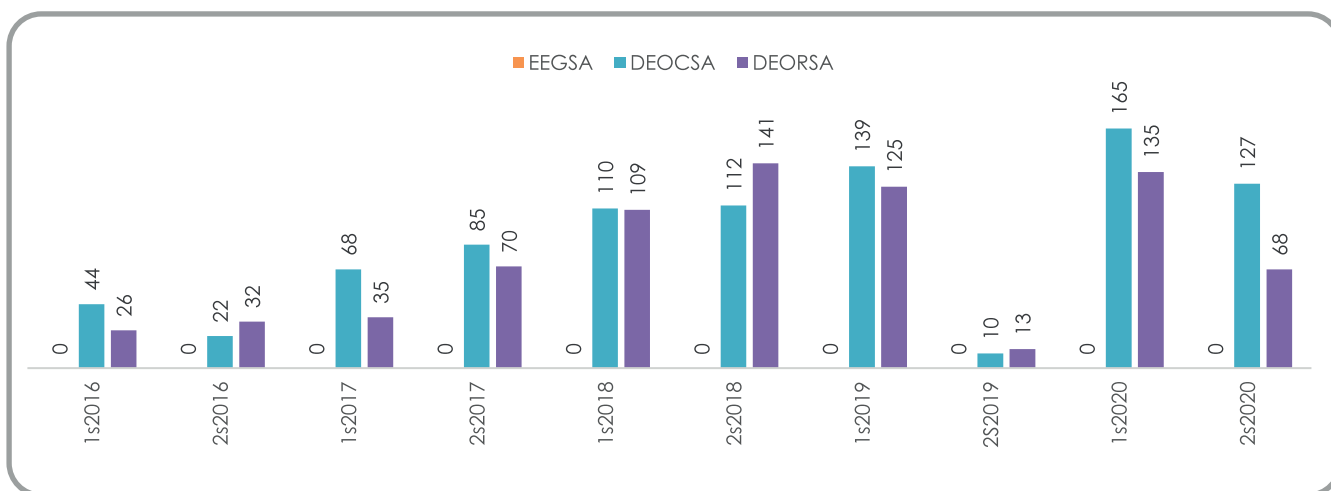


Fuente: información regulatoria

3.1.3 Mejora de Calidad de Producto Técnico

Derivado de los puntos identificados con mala calidad en producto técnico, CNEE ha indicado a los Distribuidores que realicen las acciones que correspondan para mejorar la calidad de energía en los puntos que están siendo afectados; tales acciones han resultado en la corrección de dichos puntos en las cantidades que se muestran en la siguiente gráfica:

Gráfica 31A. Mediciones en las que se corrigió la mala calidad de producto técnico

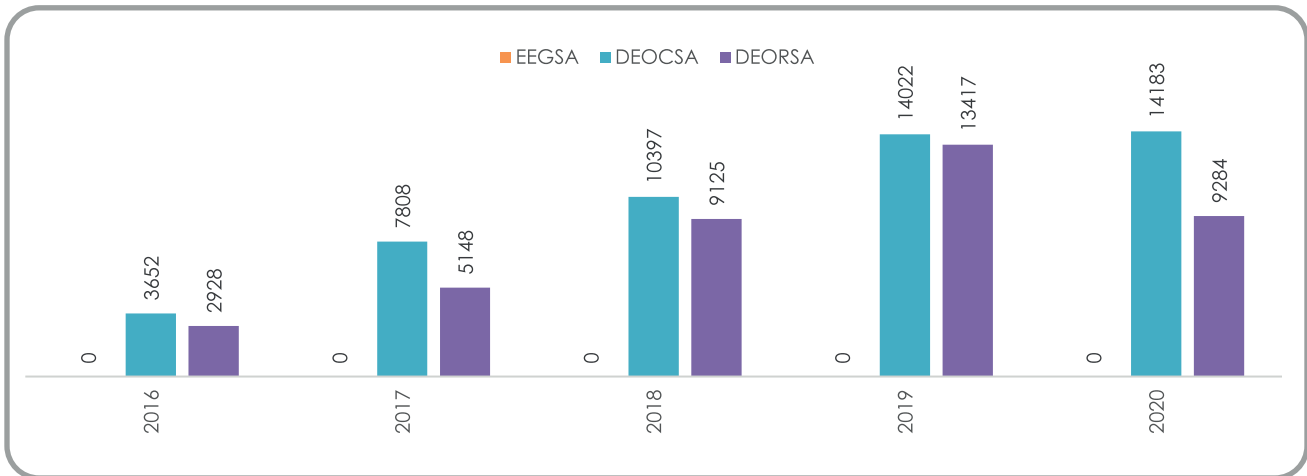


Fuente: información regulatoria

Los afectados por la mala calidad de energía son todos los suministros conectados aguas abajo del punto donde se conectó el equipo de medición en baja tensión y de igual manera podrían estar siendo afectados los suministros conectados aguas arriba; en general todos los suministros conectados al centro de transformación podrían estar siendo afectados.

Por lo anterior, al realizar acciones correspondientes para corregir la mala calidad de producto técnico, todos los usuarios conectados al centro de transformación son beneficiados; de esa cuenta, para el periodo 2016-2020 se tuvo la siguiente cantidad de usuarios que resultaron beneficiados con las acciones de mejora de producto técnico, según se presenta en la siguiente gráfica.

Gráfica 32A. Usuarios beneficiados por la corrección de la mala calidad de energía.



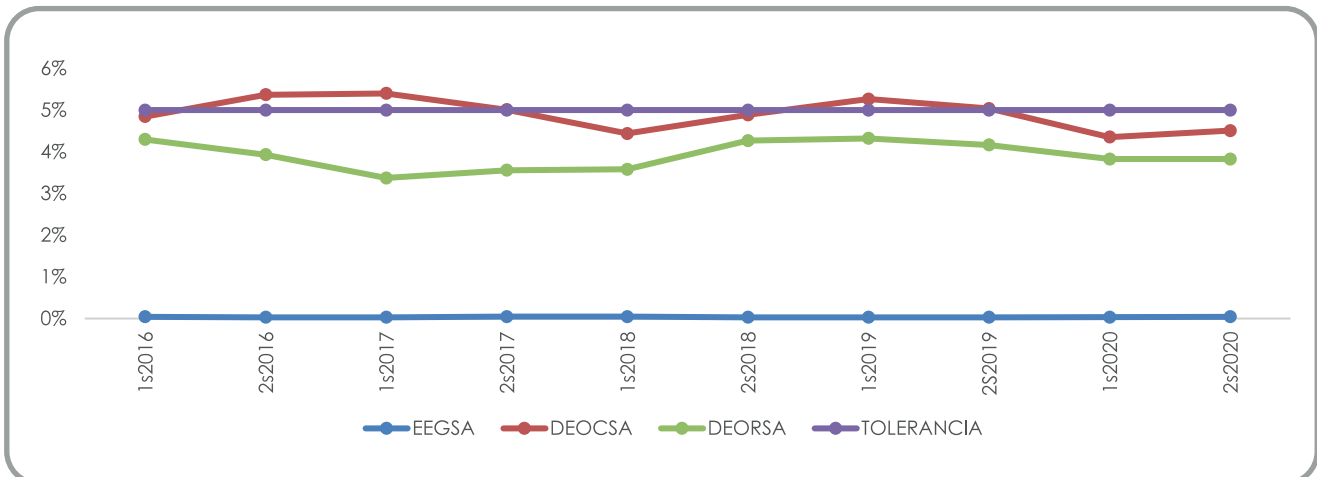
Fuente: información regulatoria

3.1.4 Indicadores Globales

Es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realizar el cálculo de los indicadores globales de Calidad de Producto Técnico de Distribución; los mismos se realizan conforme a lo establecido en las NTSD. La normativa contempla el cálculo de los indicadores FEBB, FEBPER, FEBNoPER, FEBPB y FEECB; sin embargo, únicamente se establece tolerancia para el indicador FEBNoPER, el cual establece 5% como el valor máximo para la tolerancia del índice o indicador global durante el periodo de control.

CNEE realizó el cálculo del indicador global FEBNoPER de los años 2016 al 2020; en dicho análisis se determinó los siguientes porcentajes del indicador FEBNoPER:

Gráfica 33A. Indicador Global FEBNoPER



Fuente: información regulatoria

Debido a que la tolerancia establecida en las NTSD para este indicador es del 5% (Línea en color verde), en la gráfica 23 se aprecia que DEOCSA es el que transgrede la tolerancia para el indicador FEBNoPER.

3.1.5 Desbalance de Tensión

A continuación se muestran las tolerancias de los índices individuales aplicadas para la calidad del producto en cuanto a desbalance de tensión refiere.

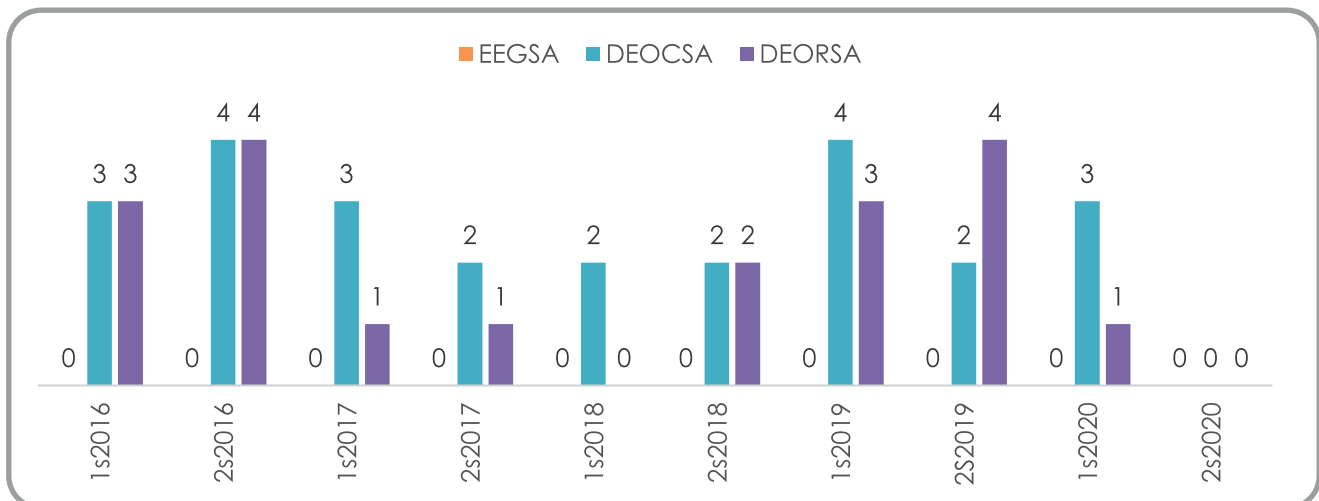
Ilustración 7A

TENSIÓN	Desbalance de tensión, Δ DTD, en %
	Etapa de régimen A partir del mes 13
Baja y Media	3
Alta	1

El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k).

La normativa establece indemnizaciones cuando se transgreden los indicadores. Derivado que la Normativa establece que los puntos de medición para el indicador individual de regulación de tensión pueden ser los mismos que los de regulación de tensión, CNEE calculó y analizó el indicador de Desbalance de tensión durante los años 2016 al 2020 para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios con servicio trifásico. A continuación, se grafica el resultado de mediciones que transgredieron la tolerancia para dicho indicador.

Gráfica 34A. Mediciones que resultaron con desbalance de tensión



Fuente: información regulatoria

3.2 Servicio Técnico

La calidad del Servicio Técnico del distribuidor se determina en función de la continuidad del suministro eléctrico, es decir mide la cantidad de interrupciones y la duración de las mismas. La duración de dichas interrupciones se cuantifica por el tiempo en horas de las interrupciones. Asimismo, la normativa excluye aquellas interrupciones que fueron calificadas como causa de Fuerza Mayor y las menores a 3 minutos. Es importante mencionar que dicha evaluación se realiza para compensar a los usuarios por los daños ocasionados por las interrupciones; por esta razón, de forma semestral se realiza el cálculo de los indicadores y en caso de haber sido transgredidas las tolerancias establecidas, el distribuidor debe indemnizar a los usuarios afectados. La evaluación de calidad de Servicio Técnico se hace conforme lo indican los siguientes indicadores o índices:

Índices Individuales:

- a. Tiempo de interrupción por usuario (TIU)
- b. Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

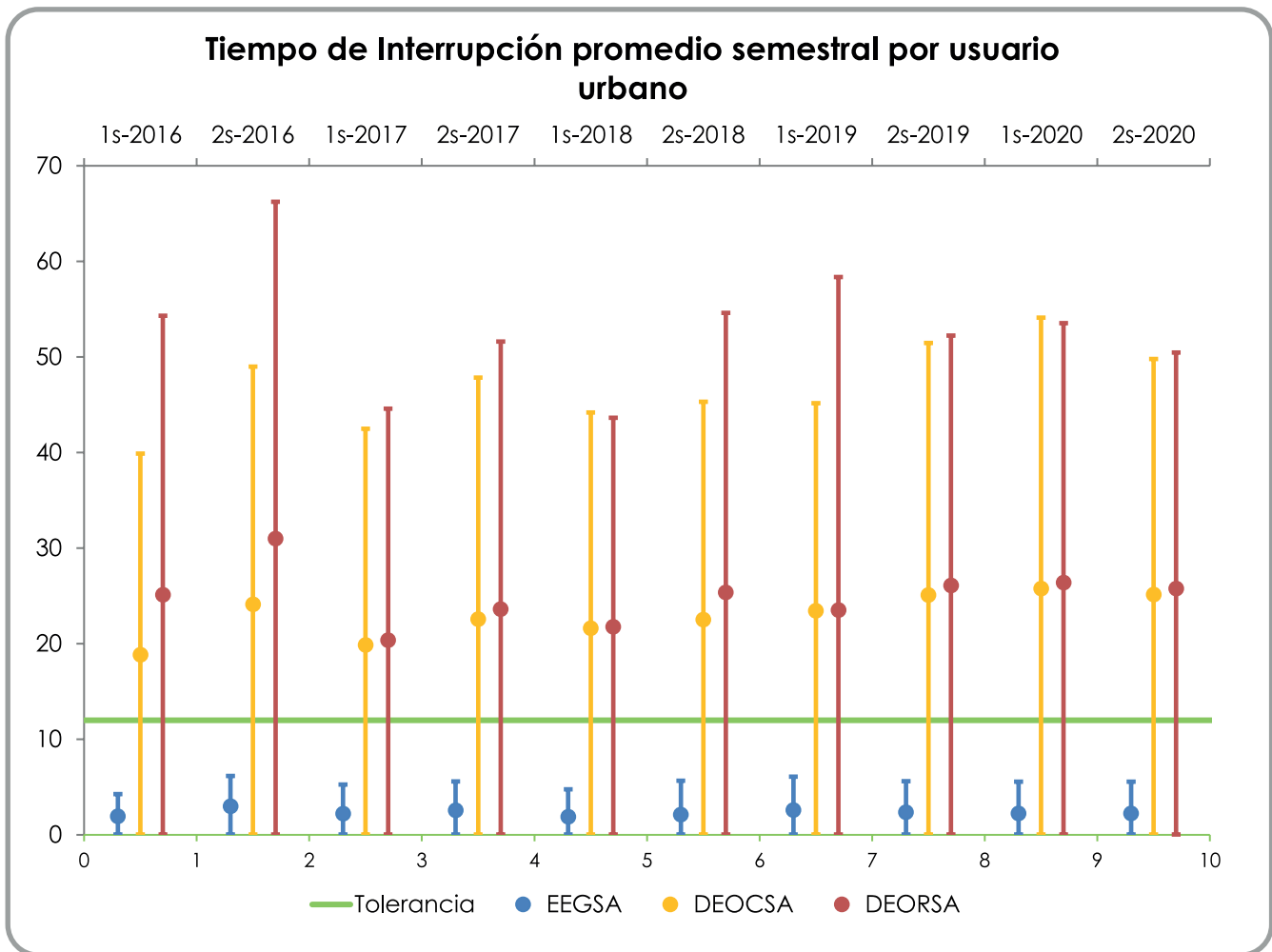
Índices Globales:

- a. Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)
- b. Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

3.2.1 Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

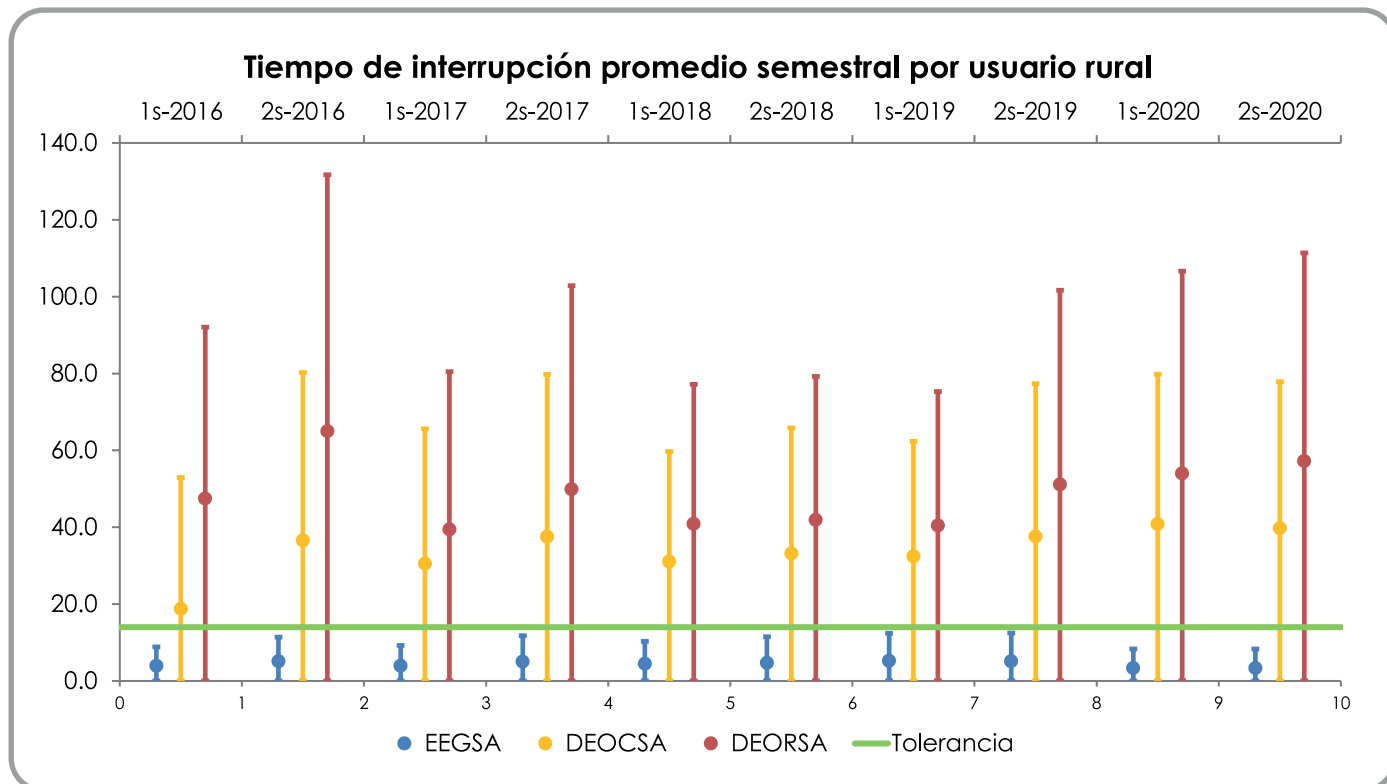
Este índice representa la cantidad de tiempo en horas que un usuario estuvo sin suministro de energía eléctrica durante un semestre. En las siguientes gráficas se muestra la evolución de dicho indicador a través de los años 2016 a 2020 para los usuarios urbanos y rurales.

Gráfica 35A. Tiempo de Interrupción promedio años 2016 – 2020 (urbano)



Fuente: información regulatoria

Gráfica 36A. Tiempo de Interrupción promedio años 2016 – 2020 (rural)

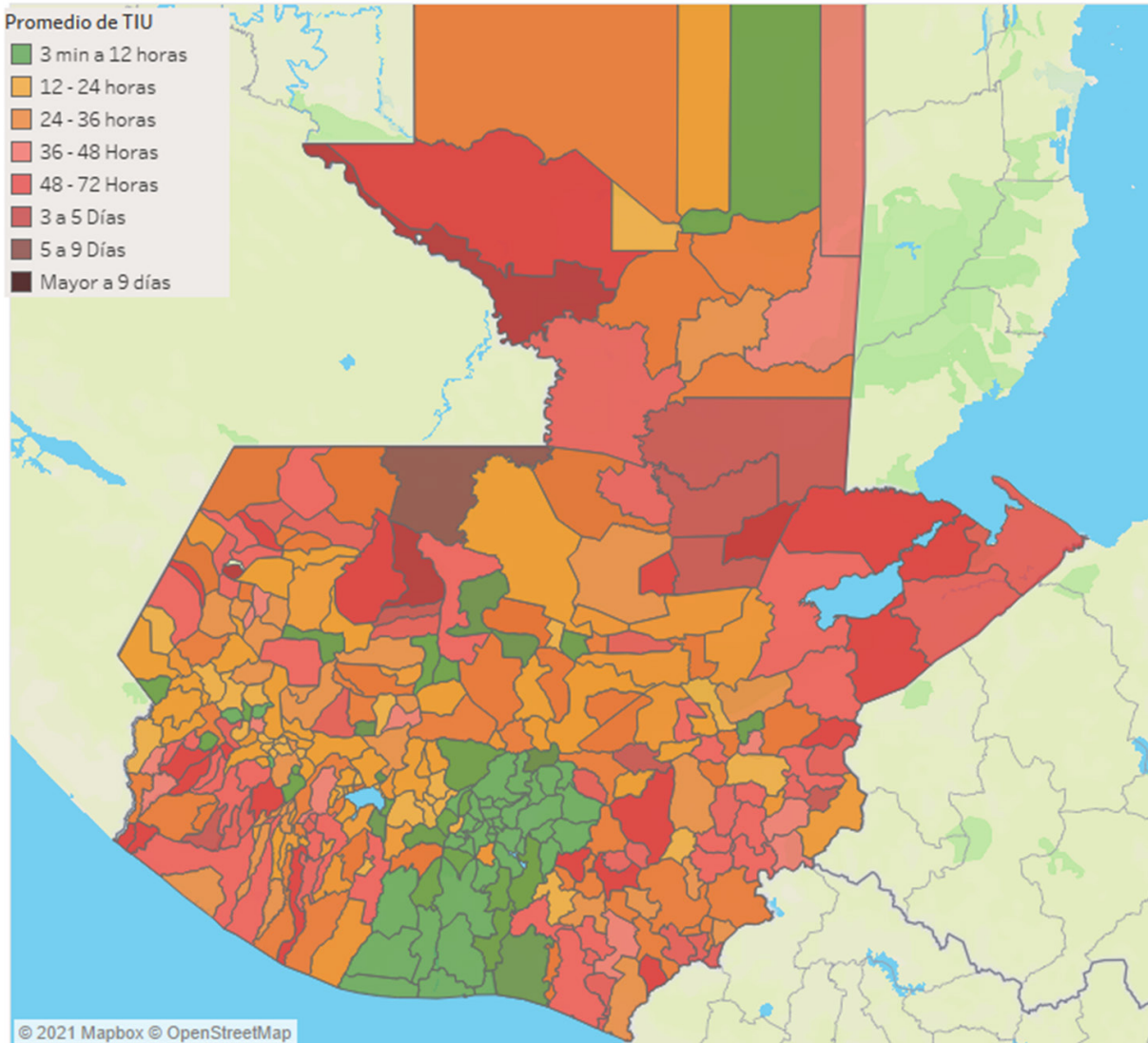


Fuente: información regulatoria

Tal como se observa en las gráficas, los usuarios afectados por interrupciones que se prolongan más allá de las tolerancias establecidas son tanto urbanos como rurales, siendo estos últimos los más afectados en cuanto a la cantidad de horas que permanecen sin servicio ya que la tolerancia que corresponde a este tipo de usuario es mayor a la del usuario urbano y es excedida en una magnitud muy superior a la de los usuarios urbanos. DEOCSA y DEORSA exceden consistentemente por hasta 2 y 3 veces la tolerancia de duración para los usuarios urbanos y rurales. Adicionalmente, se observa que un usuario urbano de DEOCSA y DEORSA supera la tolerancia y se mantiene entre valores promedio de 20 y 30 horas sin servicio durante los semestres de 2020. Sin embargo, al realizar el análisis estadístico, se observa que la variación es mucho más amplia habiendo usuarios urbanos que durante el semestre no tienen servicio eléctrico por 50 horas. Para el caso de los usuarios clasificados como rurales se observa que los valores, en cuanto al tiempo en que un usuario estuvo sin servicio de energía eléctrica durante un semestre, duplican a un usuario urbano para el caso de DEOCSA y DEORSA, al no tener servicio de energía eléctrica durante 80 y 115 horas durante el semestre durante 2020. La siguiente ilustración presenta un mapa con detalle por municipio y mediante escala de colores la duración promedio de interrupciones individuales en la red de las empresas distribuidoras durante los semestres del año 2020:

Ilustración 8A. Duración promedio en horas de interrupciones durante 2020:

Promedio de TIU -Año 2020-



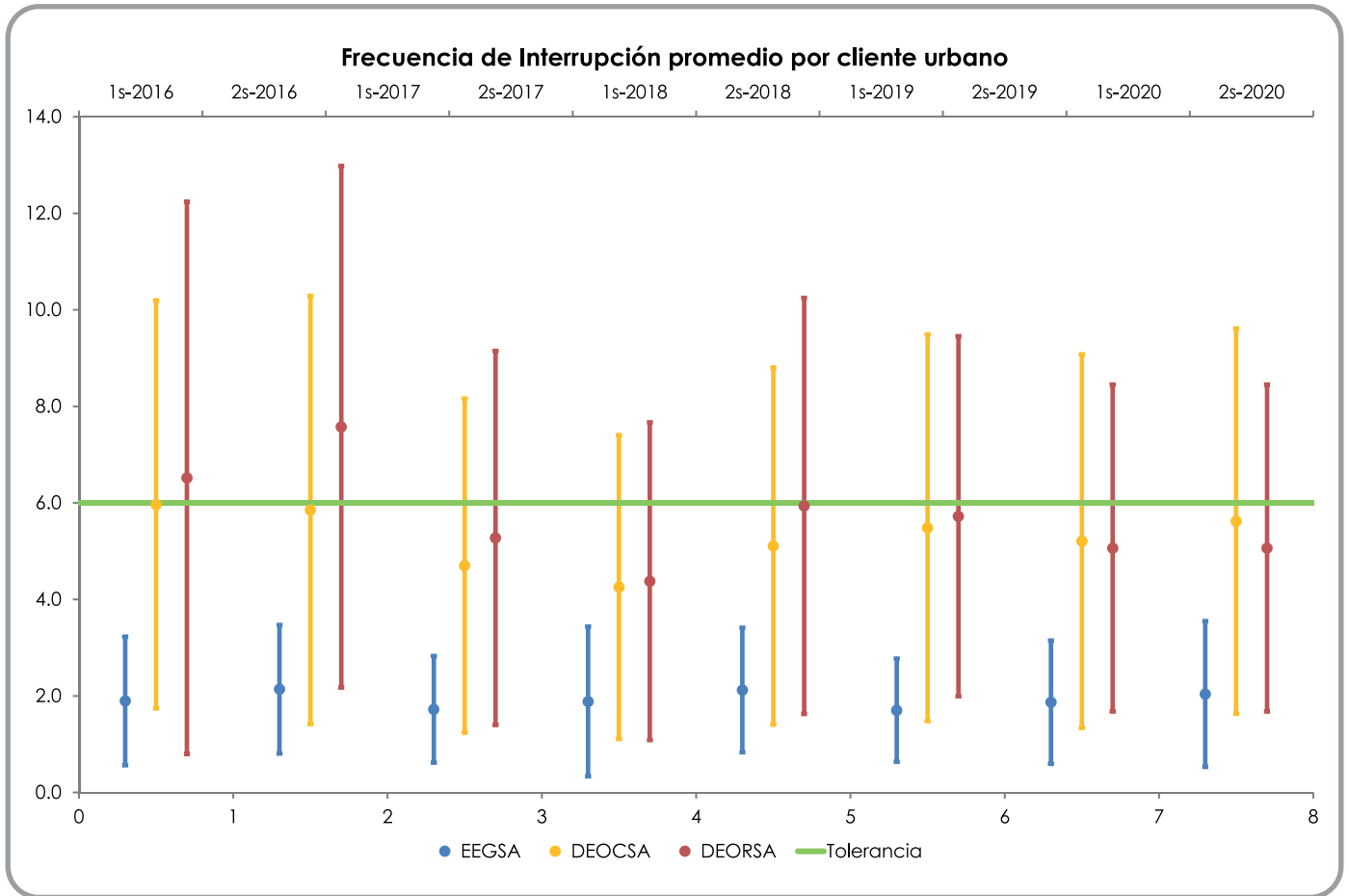
Fuente: información regulatoria

3.2.2 Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

Este índice o indicador muestra la cantidad de interrupciones que durante un semestre tuvo el usuario, por lo que a continuación se muestra una gráfica de la evolución a través del periodo 2016 a 2020 del índice antes citado.

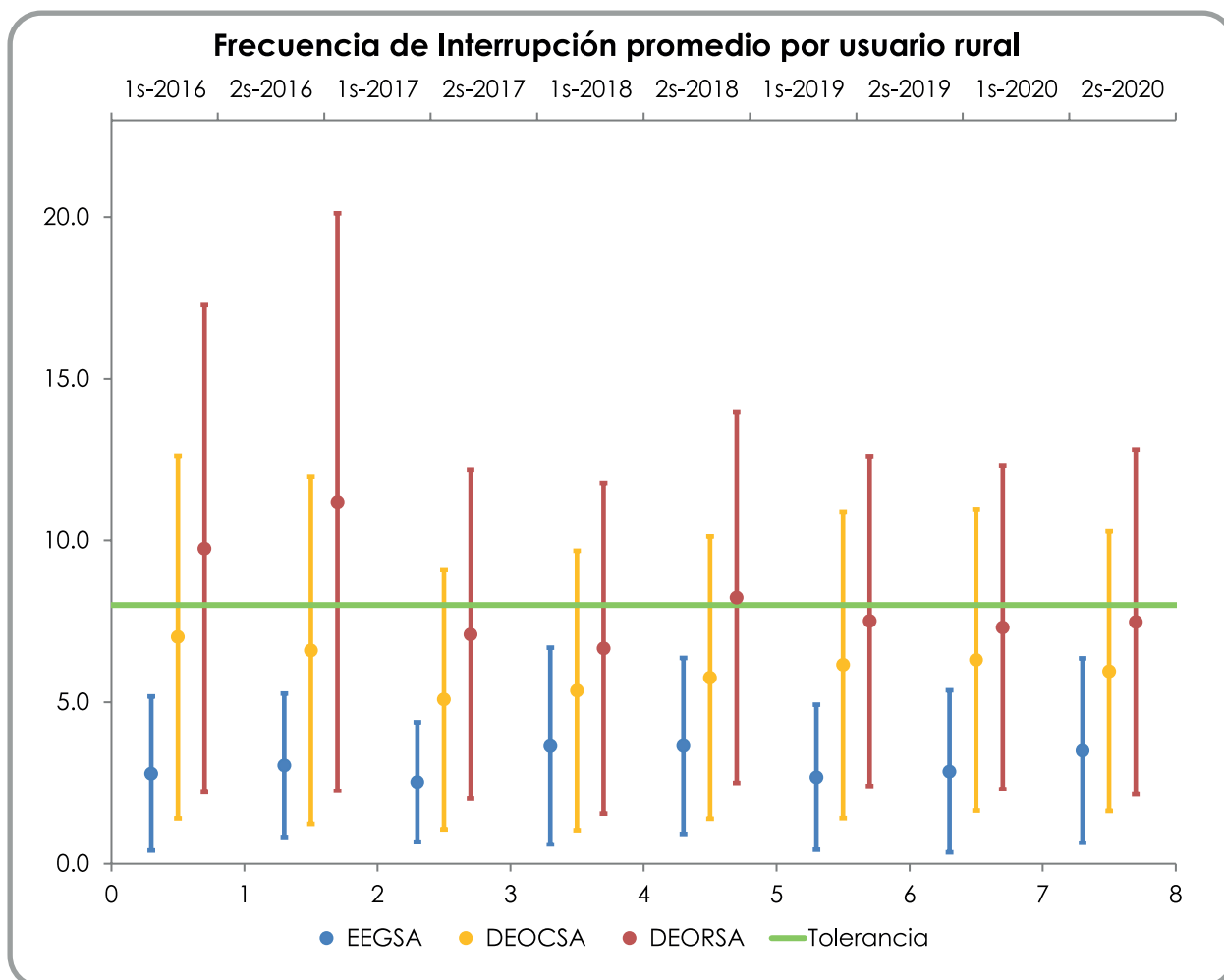
En las siguientes gráficas se muestra la evolución de la cantidad de veces que es afectado un usuario en promedio, tanto urbano como rural:

Gráfica 37A. Frecuencia de interrupciones promedio por usuario (urbano)



Fuente: información regulatoria

Gráfica 38A. Frecuencia de interrupciones promedio por usuario (rural)



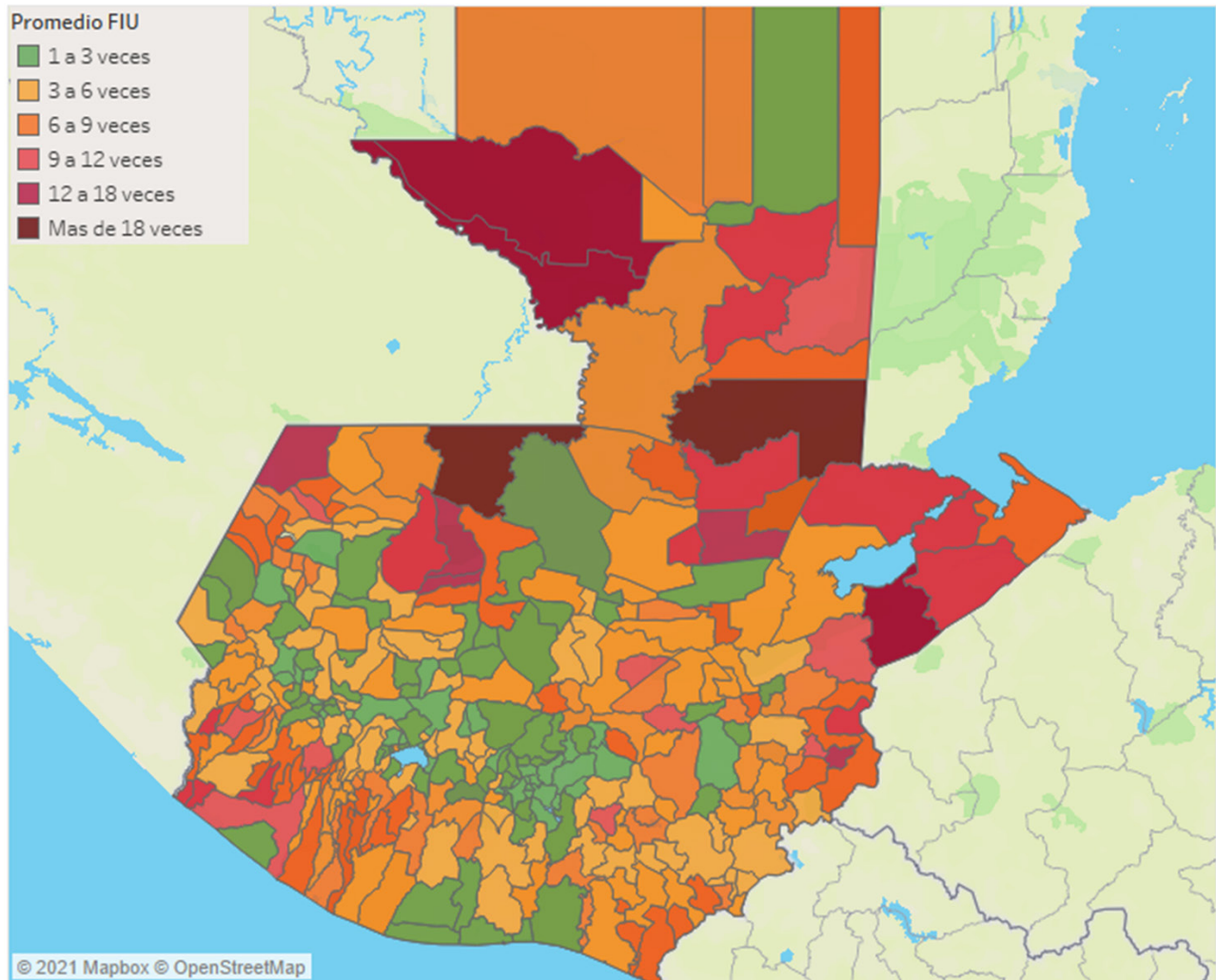
Fuente: información regulatoria

El análisis de los gráficos muestra que un usuario rural es más afectado por cantidad de interrupciones por semestre durante 2020 igual que en los semestres de los años previos; muestra también que, en promedio, el indicador se encuentra dentro de los valores de tolerancia para las tres distribuidoras en cuanto a la cantidad de veces promedio que afectó a los usuarios con interrupciones del suministro eléctrico durante los semestres. Sin embargo, al realizar el análisis estadístico se puede observar que para DEOCSA y DEORSA hubo usuarios con interrupciones que excedieron la tolerancia establecida.

La siguiente ilustración presenta un mapa con detalle por municipio y mediante escala de colores la frecuencia promedio de interrupciones individuales en la red de las empresas distribuidoras durante los semestres del año 2020:

Ilustración 9A. Frecuencia promedio en cantidad de veces de interrupciones durante 2020

Promedio de FIU -Año 2020-



Fuente: información regulatoria

3.2.3 Indicadores Globales atribuibles al Distribuidor

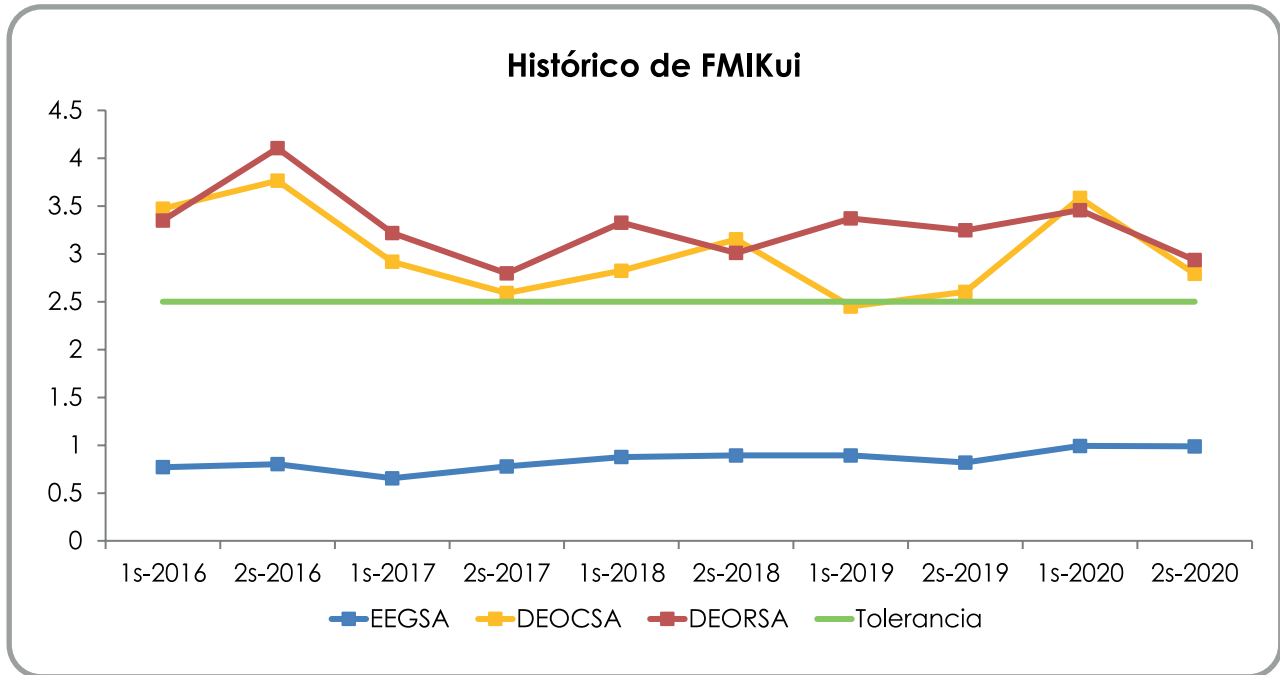
La calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales:

- Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)
- Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

3.2.4 Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

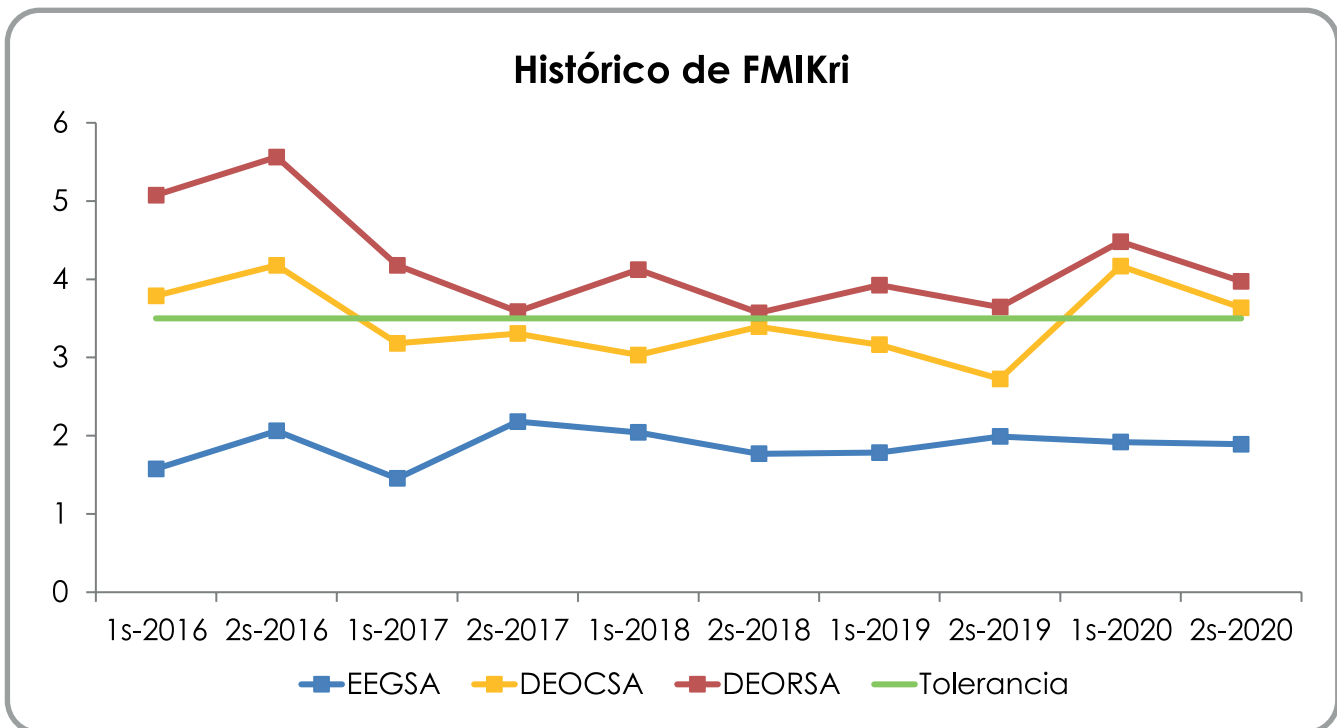
Este índice mide la frecuencia media de interrupción por kVA, es decir representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción del servicio. A continuación se presenta la evolución de los índices que indica la normativa que deben ser evaluados:

Gráfica 39A. Histórico de Frecuencia Media de Interrupción por KVA urbano interno



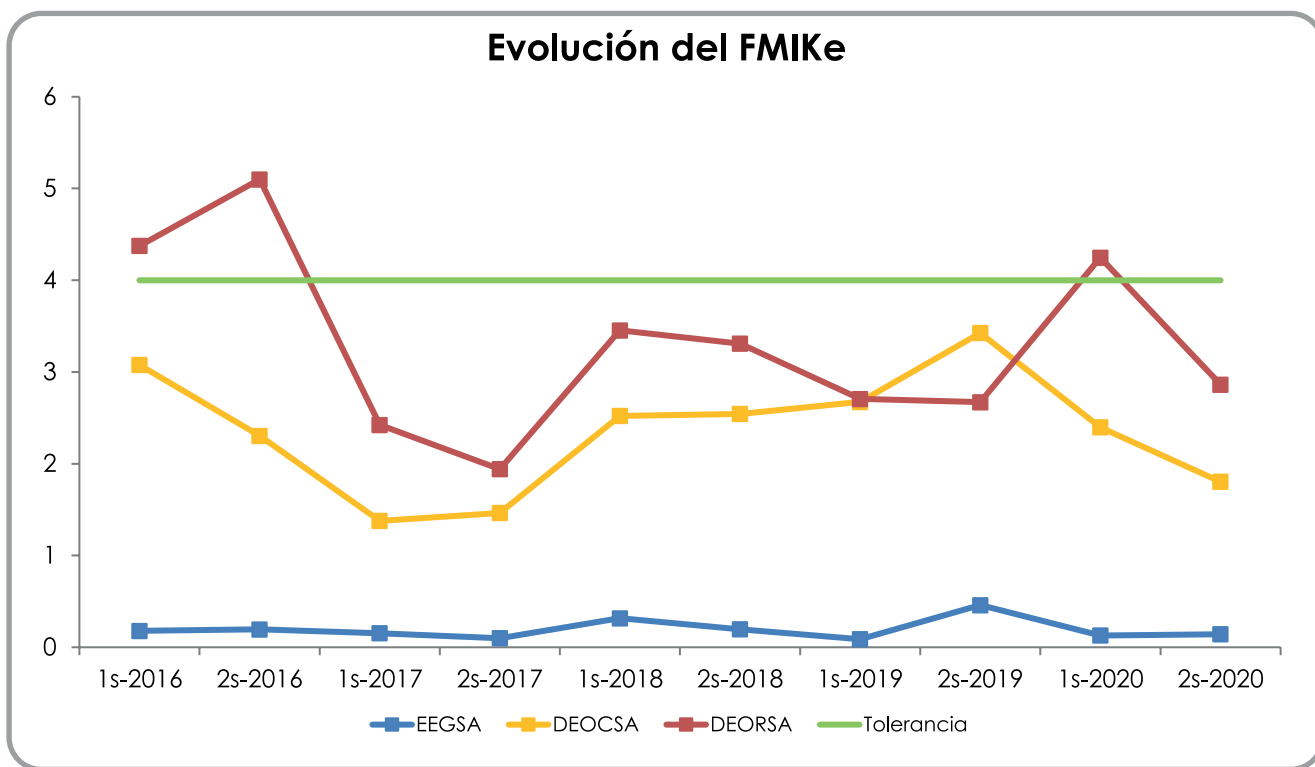
Fuente: información regulatoria

Gráfica 40A. Histórico de Frecuencia Media de Interrupción por KVA rural interno



Fuente: información regulatoria

Gráfica 41A. Histórico de Frecuencia Media de Interrupción por KVA externo

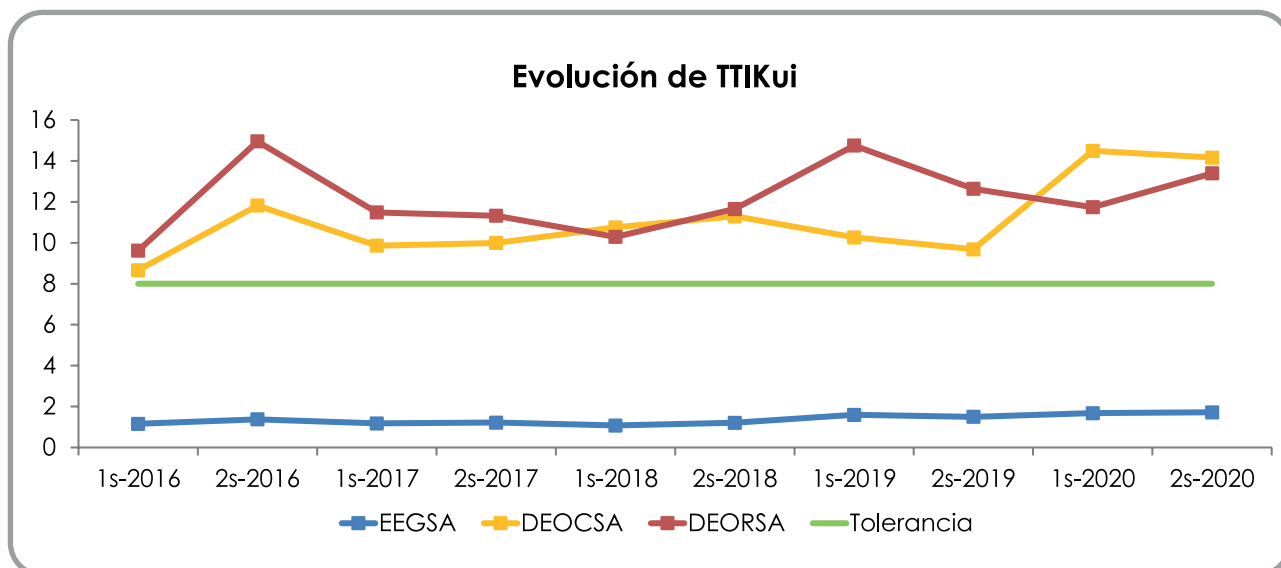


Fuente: información regulatoria

3.2.5 Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

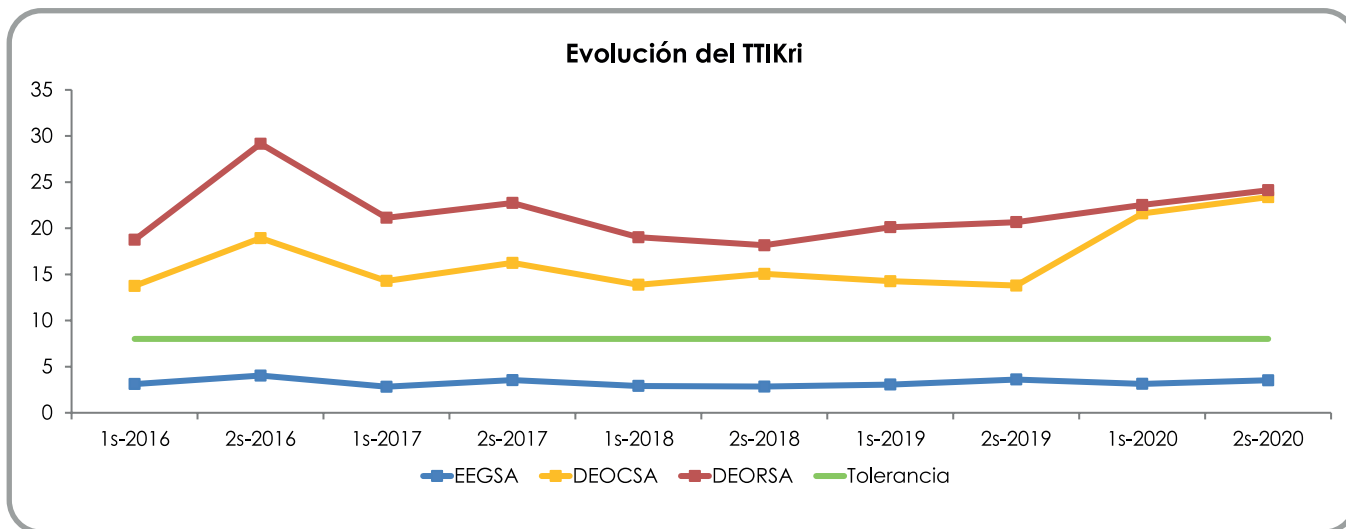
Este indicador señala el tiempo total en horas en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio. A continuación, las gráficas detallan la evolución de los indicadores que señala la normativa:

Gráfica 42A. Histórico de Tiempo Total de Interrupción por KVA urbano interno



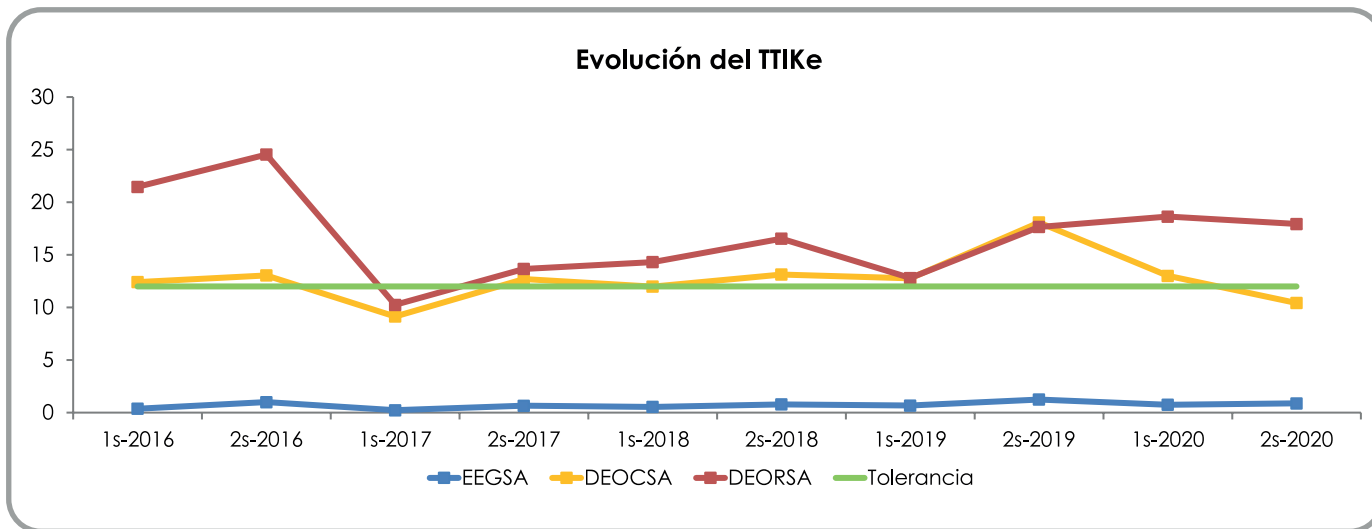
Fuente: información regulatoria

Gráfica 43A. Histórico de Tiempo Total de Interrupción por KVA rural interno



Fuente: información regulatoria

Gráfica 44A. Histórico de Tiempo Total de Interrupción por KVA externo



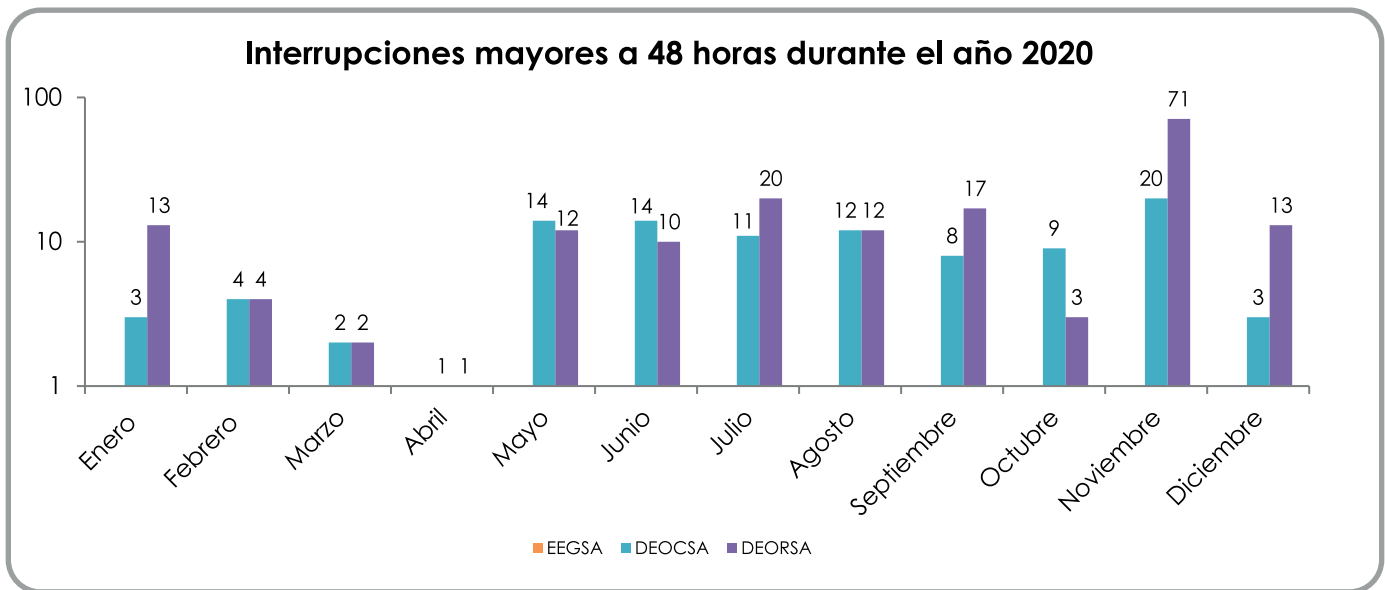
Fuente: información regulatoria

Las gráficas muestran que el indicador supera las tolerancias establecidas tanto para los usuarios urbanos como para rurales, siendo estos últimos los que tienen indicadores más alejados de los límites normativos; muestran también que esas tolerancias son excedidas por parte de DEOCSA y DEORSA mientras que para el caso de EEGSA el indicador se encuentra dentro de tolerancia y muy lejano de acercarse a ella.

3.2.6 Fallas de larga duración

Durante el año 2020 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mediante aplicación de la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico, obtuvo los registros de fallas de larga duración (duración mayor a 48 horas) ocurridas en las redes de distribución. La cantidad de este tipo de fallas durante los meses de 2020 se presenta en la siguiente gráfica:

Gráfica 45A. Cantidad de interrupciones mayores a 48 horas por mes durante el año 2020

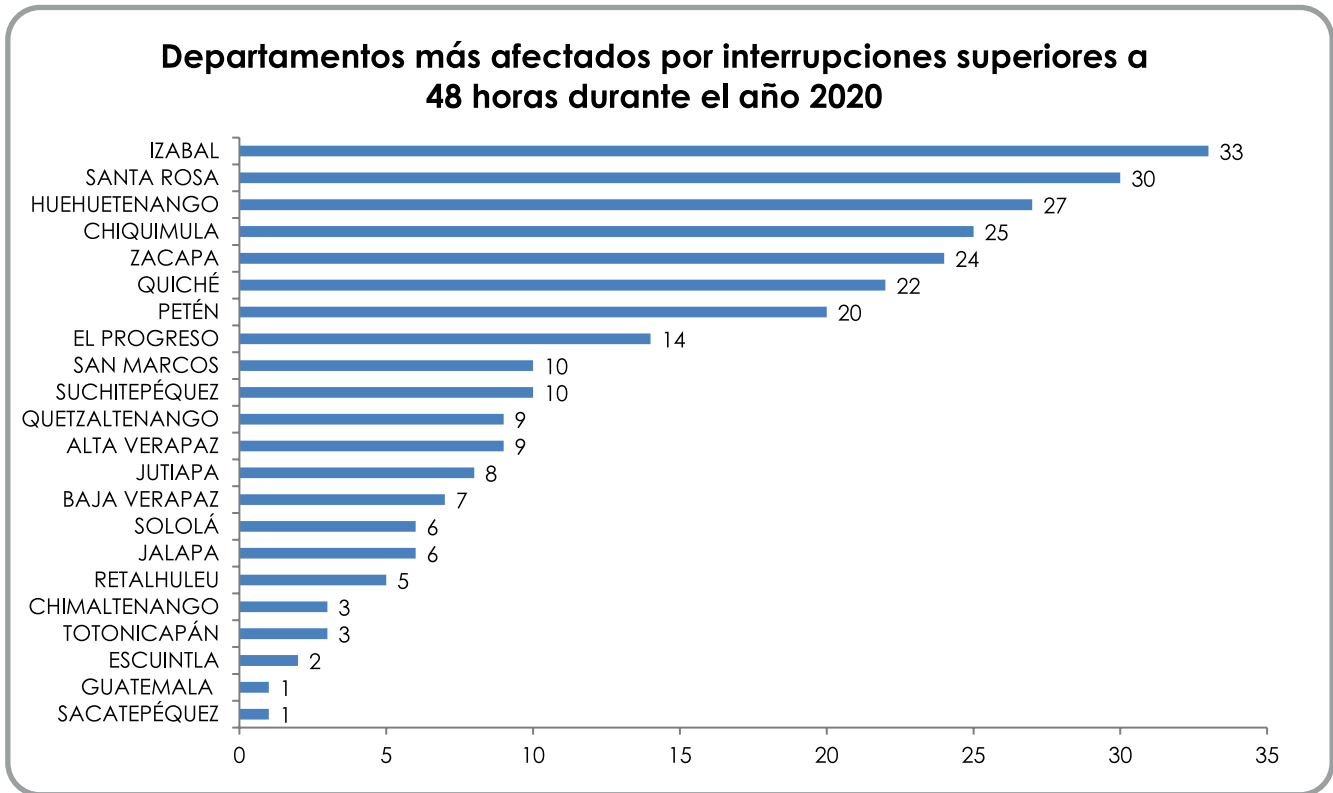


Fuente: información regulatoria

El gráfico presenta un incremento en la cantidad de fallas de larga duración en los meses de mayo a septiembre de 2020 en las redes de DEORSA y DEOCSA; de octubre a diciembre DEORSA mantuvo un alto número de este tipo de fallas respecto a DEOCSA, afectando drásticamente a los usuarios regulados y no regulados conectados a dichas redes.

A continuación la gráfica presenta la cantidad de interrupciones de larga duración por departamento:

Gráfica 46A. Departamentos que fueron afectados por interrupciones superiores a 48 horas durante el año 2020



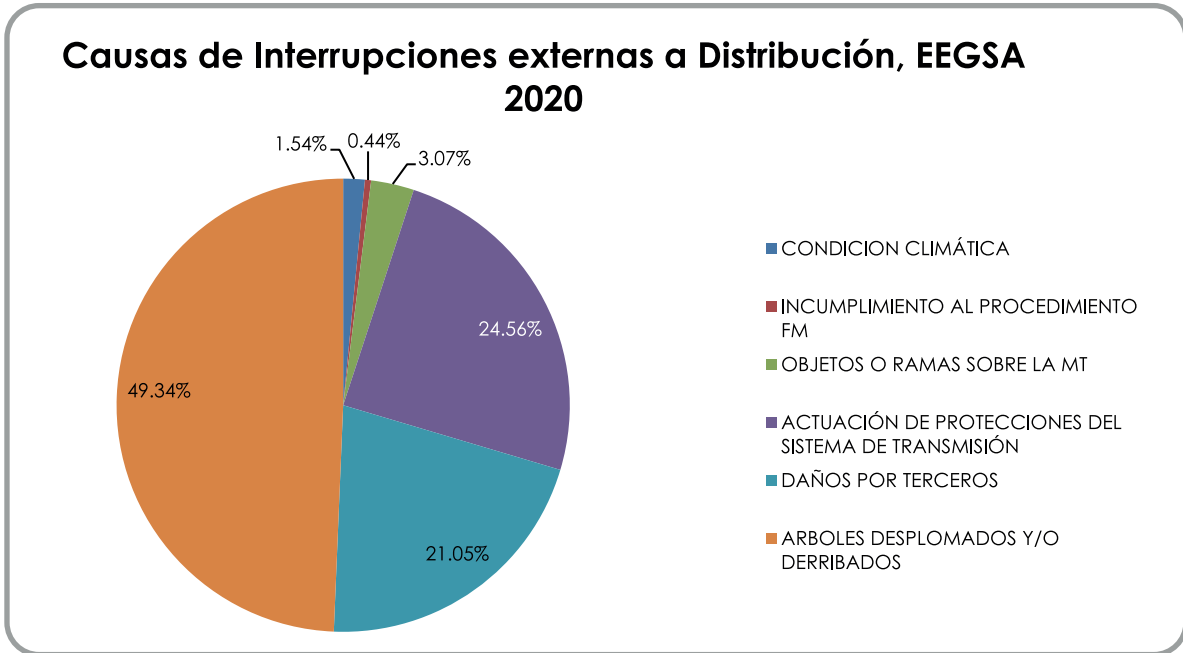
Fuente: información regulatoria

El gráfico permite identificar que los departamentos más afectados por interrupciones de larga duración durante el año 2020 fueron Izabal, Santa Rosa y Huehuetenango, mientras los menos afectados por cantidad de dichas interrupciones fueron Sacatepéquez, Guatemala y Escuintla.

3.2.7 Causas de interrupciones que invocan Fuerza Mayor

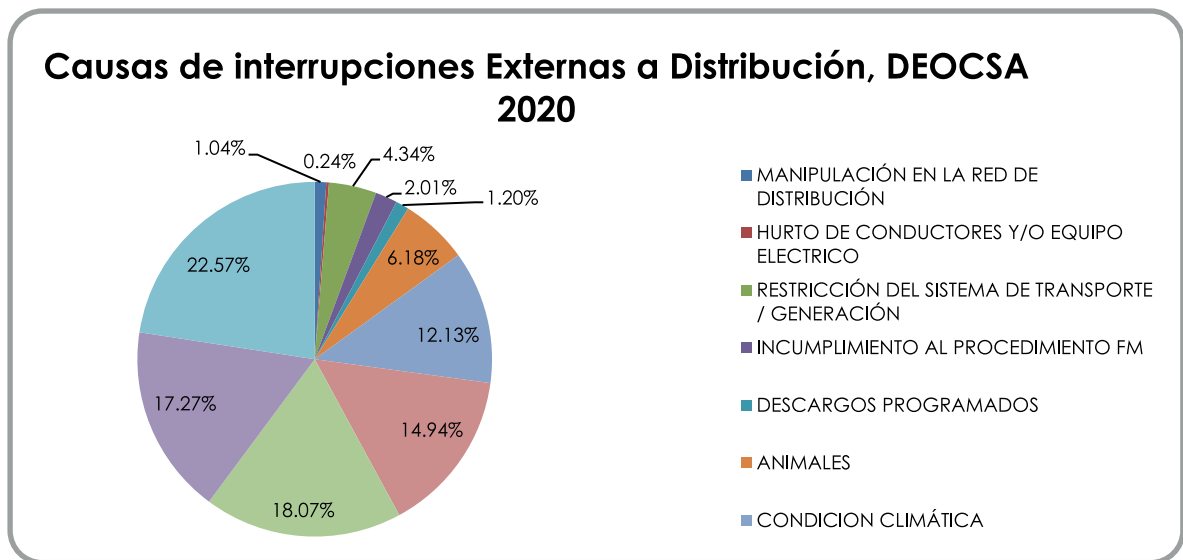
De conformidad con la Ley General de electricidad, su reglamento y las Normas Técnicas emitidas por la CNEE, se realizó la evaluación de interrupciones invocadas por las distribuidoras como Fuerza Mayor. Dentro de las causas asociadas a dichas interrupciones se encuentran: condición climática, árboles desplomados, actuación de protecciones del sistema de transporte, entre otros. La siguiente gráfica presenta la cantidad porcentual de dichas causas invocadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA:

Gráfica 47A. Causas de interrupciones invocadas por EEGSA como Fuerza Mayor



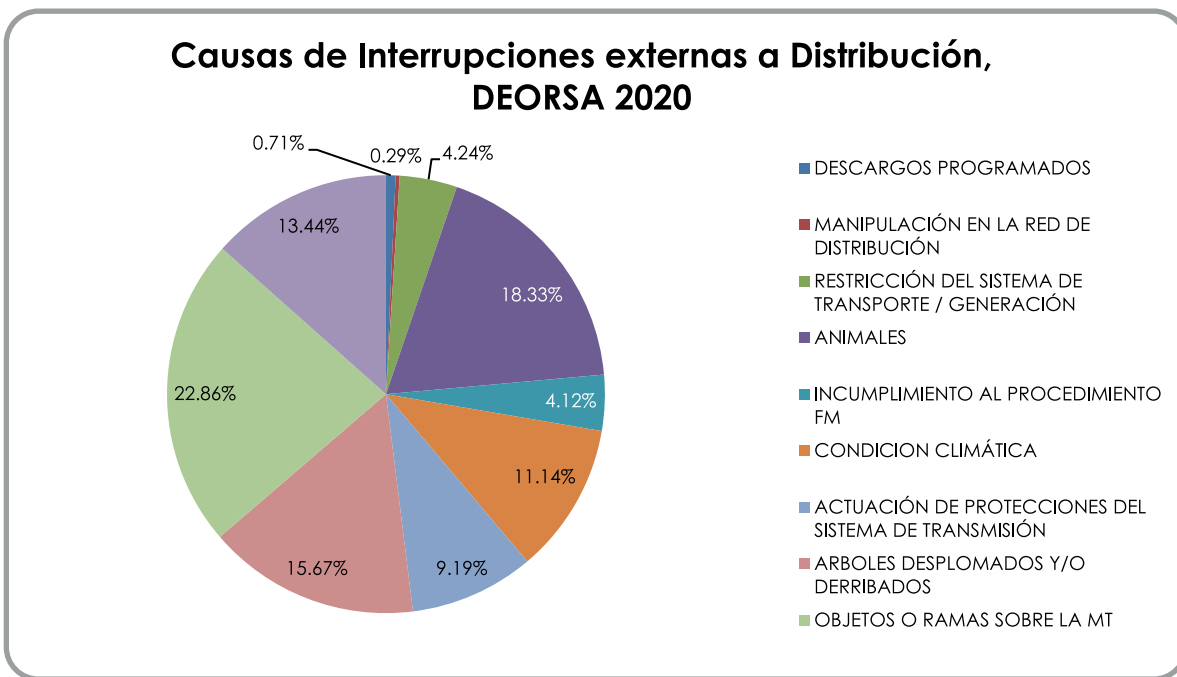
Fuente: información regulatoria

Gráfica 48A. Causas de interrupciones invocadas por DEOCSA como Fuerza Mayor



Fuente: información regulatoria

Gráfica 49A. Causas de interrupciones invocadas por DEORSA como Fuerza Mayor



Fuente: información regulatoria

3.3 Calidad del Servicio Comercial

La Calidad Comercial, según el artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se refiere a la atención al consumidor en sus gestiones, atención de reclamos y facturación de los usuarios; además, las Normas Técnicas del Servicio de Distribución indican que la medición de la Calidad Comercial tiene por objeto “garantizar que el Distribuidor preste al Usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos”. A continuación se presenta la información correspondiente al año 2020 organizada en 2 bloques: Indicadores de Calidad Comercial y Actividades de Campo.

Indicadores de Calidad Comercial

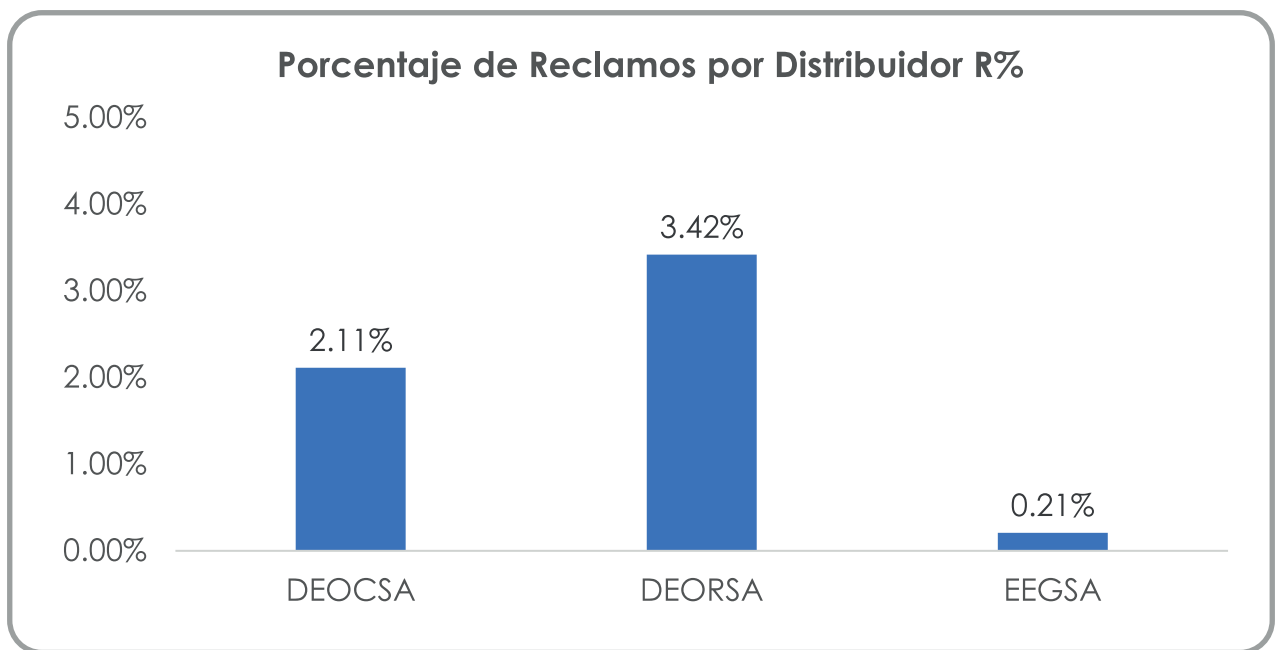
Los indicadores de calidad comercial según la normativa son los siguientes:

- Porcentaje de Reclamos
- Tiempo promedio de procesamiento de Reclamos
- Verificación de Medidores
- Notificación de Interrupciones Programadas
- Solicitudes de Servicios Nuevos sin Modificación de Red
- Solicitudes de Servicios Nuevos con Modificación de Red
- Reconexiones
- Facturación Errónea

3.3.1 Porcentaje de Reclamos -R%-

Este indicador mide la cantidad de usuarios que reclamaron durante un semestre determinado con relación a la cantidad de usuarios de cada distribuidor. Para su cálculo es necesario contar con el total de reclamos del semestre y el total de usuarios al final del semestre; el porcentaje máximo admitido (tolerancia) es del 5%. La siguiente gráfica presenta los resultados del indicador R% por distribuidora para el segundo semestre 2020:

Gráfica 50A. Porcentaje de Reclamos por Distribuidor al segundo semestre 2020

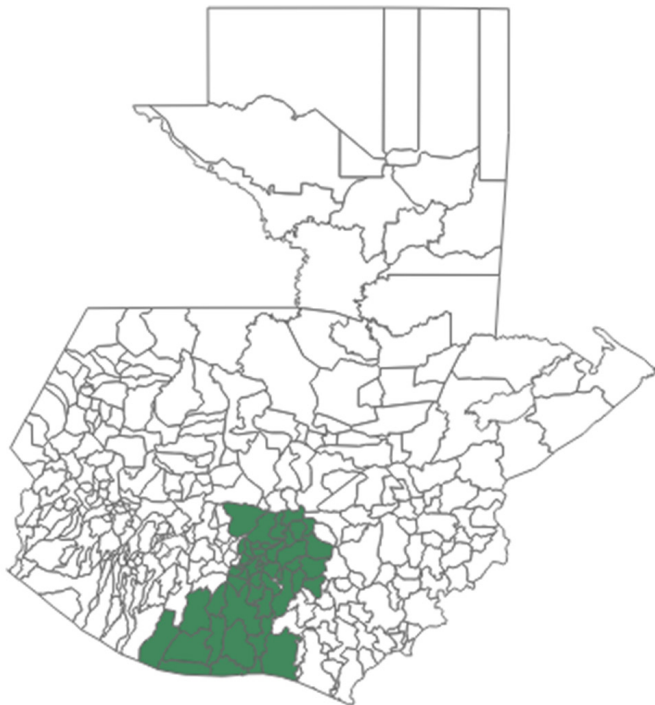


Fuente: Información regulatoria del Distribuidor

Como se observa en la gráfica, los tres distribuidores presentan porcentajes de reclamos recibidos por debajo del 5% durante el segundo semestre de 2020, siendo DEORSA quien tiene los porcentajes más altos con 3.42% en el segundo semestre 2020.

Las siguientes ilustraciones presentan en un mapa para EEGSA, DEORSA y DEOCSA, el porcentaje de reclamos recibidos por municipio para el segundo semestre 2020:

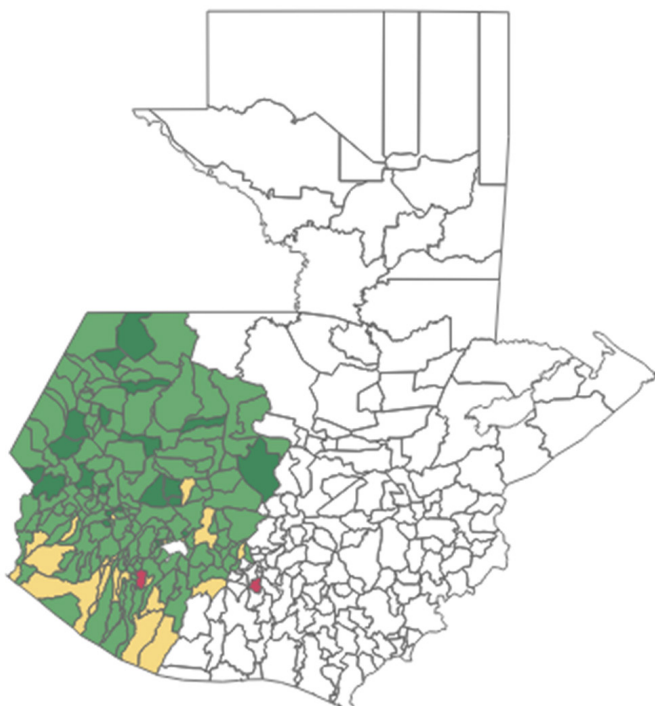
Ilustración 10A. Porcentaje de Reclamos de EEGSA por municipio al segundo semestre 2020



La Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. no presentó incumplimiento al Porcentaje de Reclamos en los municipios que tiene concesión.

Fuente: información regulatoria

Ilustración 11A. Porcentaje de Reclamos de DEOCSA por municipio al 2do. Semestre 2020

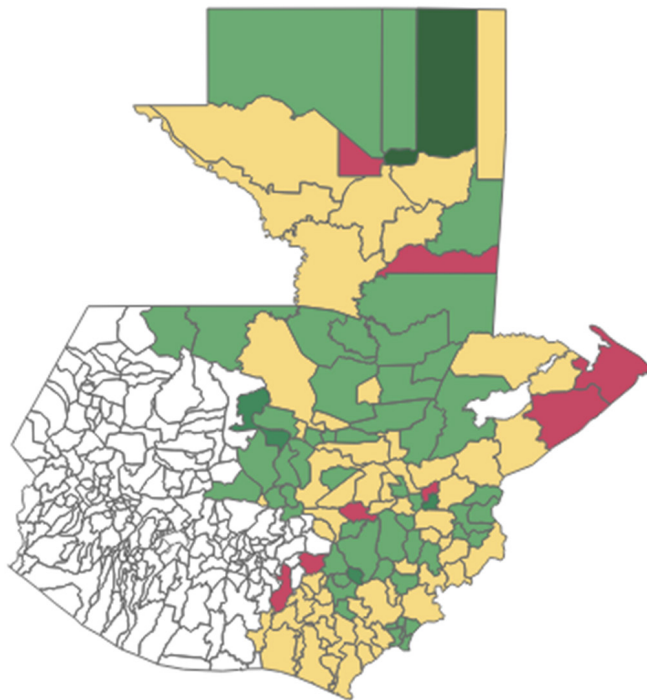


Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A. presenta incumplimiento al Porcentaje de Reclamos en los siguientes municipios:

- Santa María de Jesús
- San Antonio Suchitepéquez

Fuente: información regulatoria

Ilustración 12A. Porcentaje de Reclamos de DEORSA por municipio al segundo semestre 2020



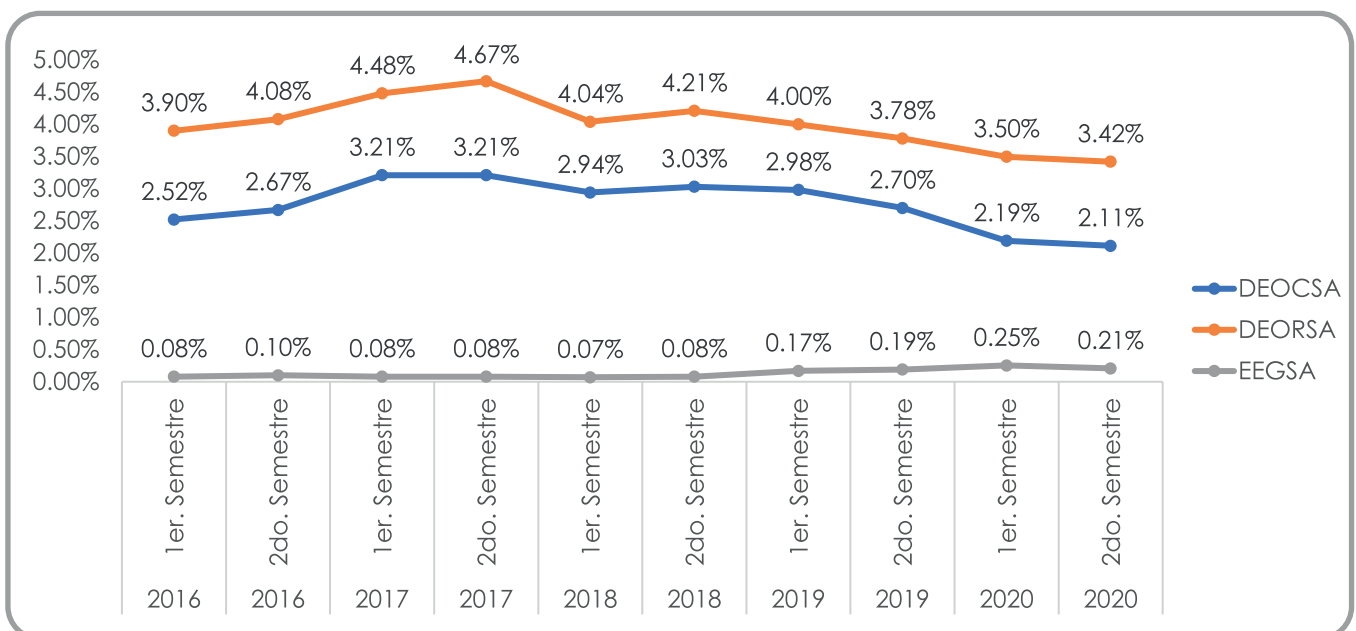
Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A. presenta incumplimiento en los siguientes municipios:

- Guastatoya
- San José Pinula
- Villa Canales
- Morales
- Puerto Barrios
- Flores
- Poptún
- San Benito
- Estanzuela

Fuente: información regulatoria

A continuación se presenta la evolución histórica anual del indicador R% para el periodo 2016 a 2020:

Gráfica 51A. Porcentaje de Reclamos por Distribuidor 2016-2020

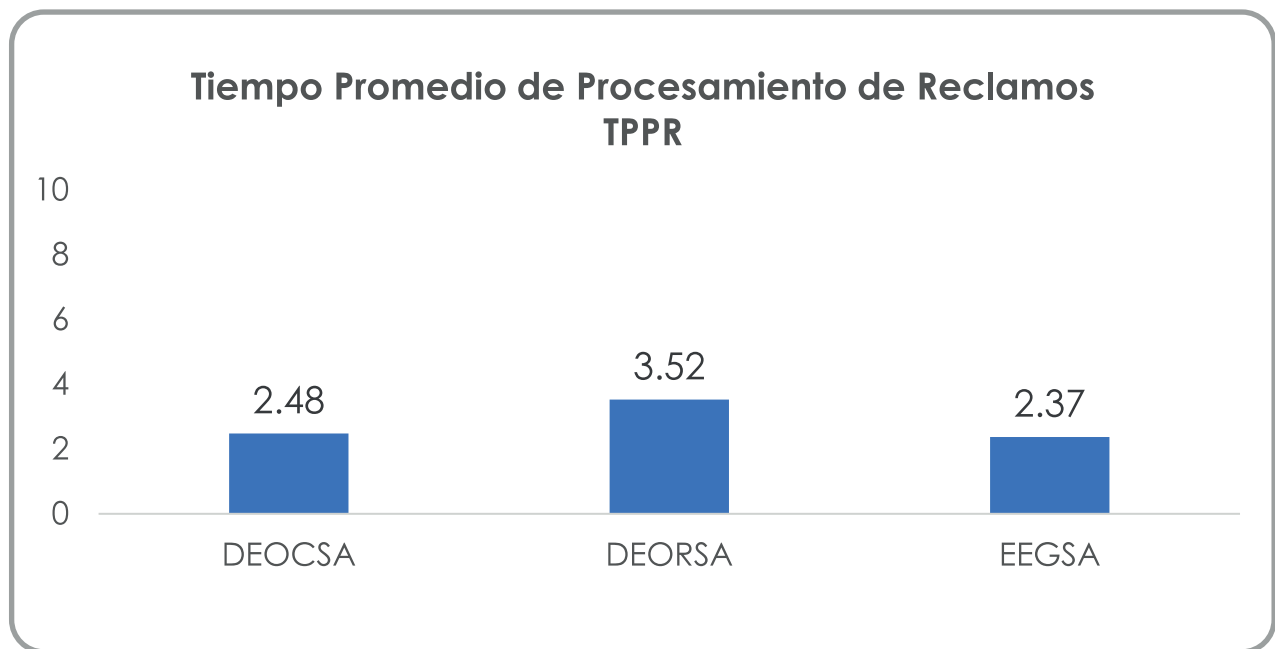


Fuente: información regulatoria

3.3.2 Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos -TPPR-

El indicador del tiempo promedio de procesamiento de reclamos mide el promedio de días que utilizó el distribuidor para resolver el total de reclamos de un semestre; para su cálculo es necesario conocer el total de reclamos del semestre y la sumatoria de todos los tiempos; el tiempo medio permitido es de 10 días. La siguiente gráfica presenta los resultados del indicador TPPR por distribuidora para el segundo semestre 2020:

Gráfica 52A. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos al segundo semestre 2020

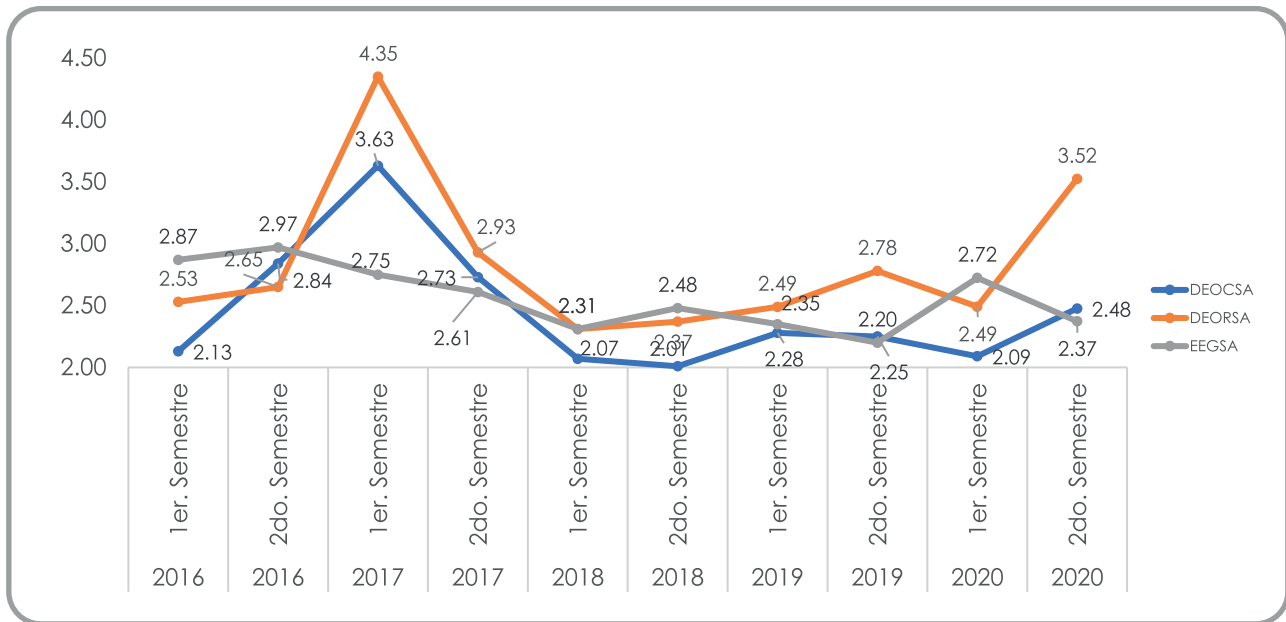


Fuente: información regulatoria

Derivado de la fiscalización de este indicador se determinó que DEOCSA, DEORSA y EEGSA tienen para el segundo semestre 2020 un promedio de días de resolución por debajo de los 10 días, siendo DEORSA quien tiene los tiempos promedio más altos con 3.52 días.

A continuación se presenta la evolución histórica anual del indicador TPPR para el periodo 2016 a 2020:

Gráfica 53A. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos por Distribuidor 2016-2020

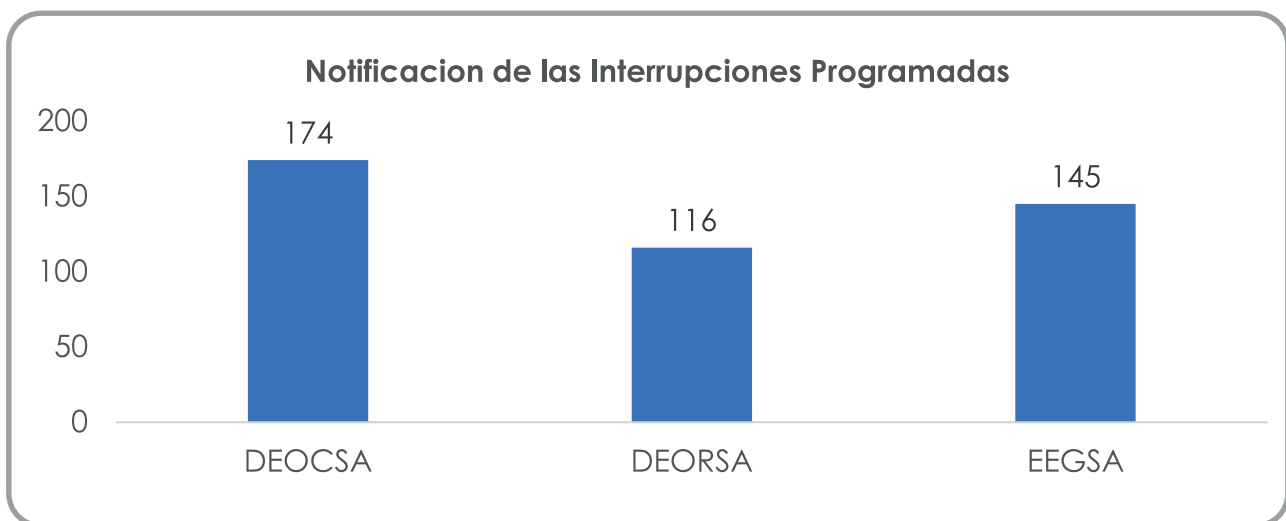


Fuente: información regulatoria

3.3.3 Notificación de las Interrupciones Programadas

Las distribuidoras deben informar a sus usuarios a través de una publicación en prensa y/o en un medio informativo local las interrupciones del servicio que se vayan a presentar de manera planificada en su red. La siguiente gráfica presenta la cantidad de interrupciones programadas durante el segundo semestre 2020:

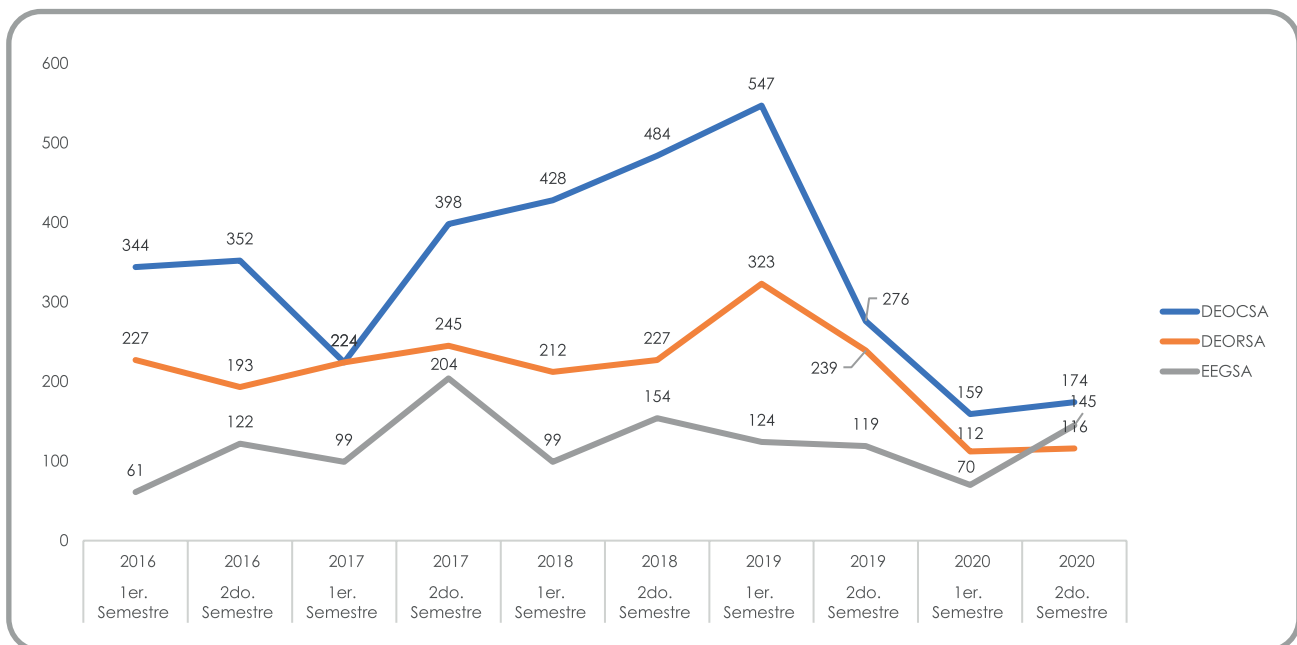
Gráfica 54A. Interrupciones Programadas al segundo semestre 2020



Fuente: información regulatoria

En el segundo semestre 2020, DEOCSA, DEORSA y EEGSA realizaron 435 interrupciones programadas del servicio en diferentes municipios y departamentos del país, las cuales fueron publicadas en un diario de mayor circulación del país y en radio a través de noticiarios. La evolución histórica anual de las interrupciones programadas de los distribuidores para el periodo 2016 a 2020 se presenta a continuación:

Gráfica 55A. Interrupciones Programadas por Distribuidor 2016 – 2020



Fuente: información regulatoria

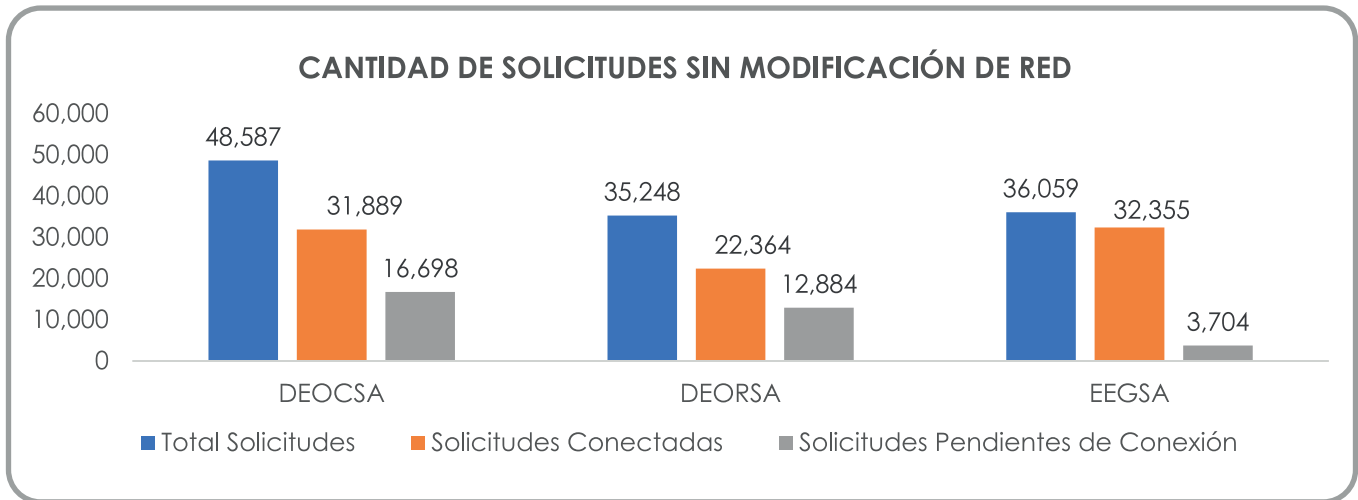
3.3.4 Solicitudes de Servicios Nuevos sin y con Modificación de Red

3.3.4.1 Solicitud de Servicios Nuevos Sin Modificación de Red

Este indicador mide individualmente los plazos de atención de las solicitudes de servicios nuevos con base al Artículo 68 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que establece un plazo de 28 días para que la solicitud sea atendida cuando no requiere ninguna modificación.

A continuación, el resultado de la evaluación realizada:

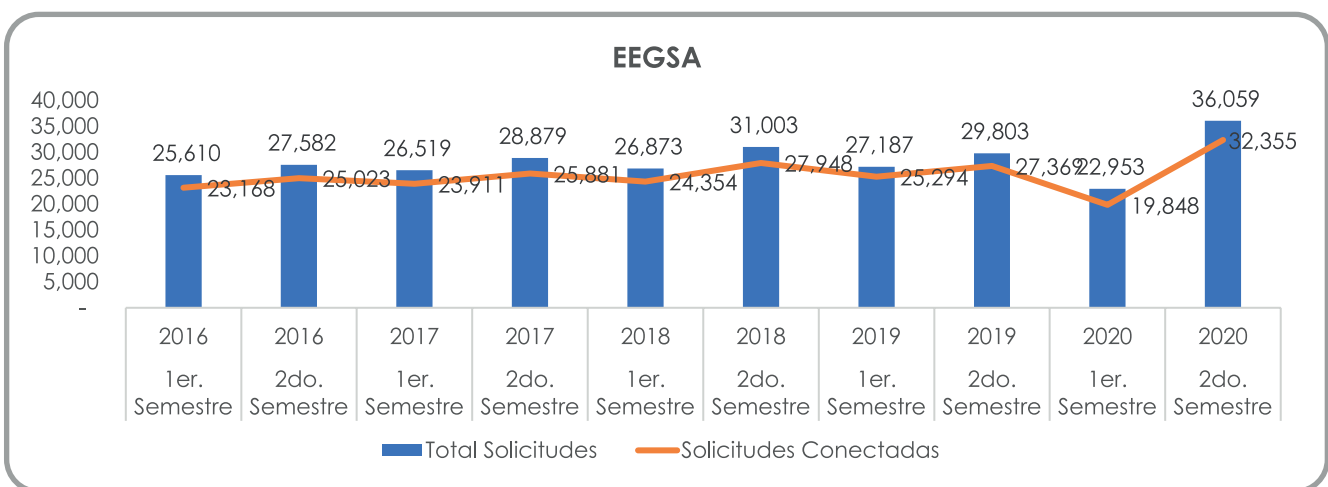
Gráfica 56A. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red al segundo semestre 2020



Fuente: información regulatoria

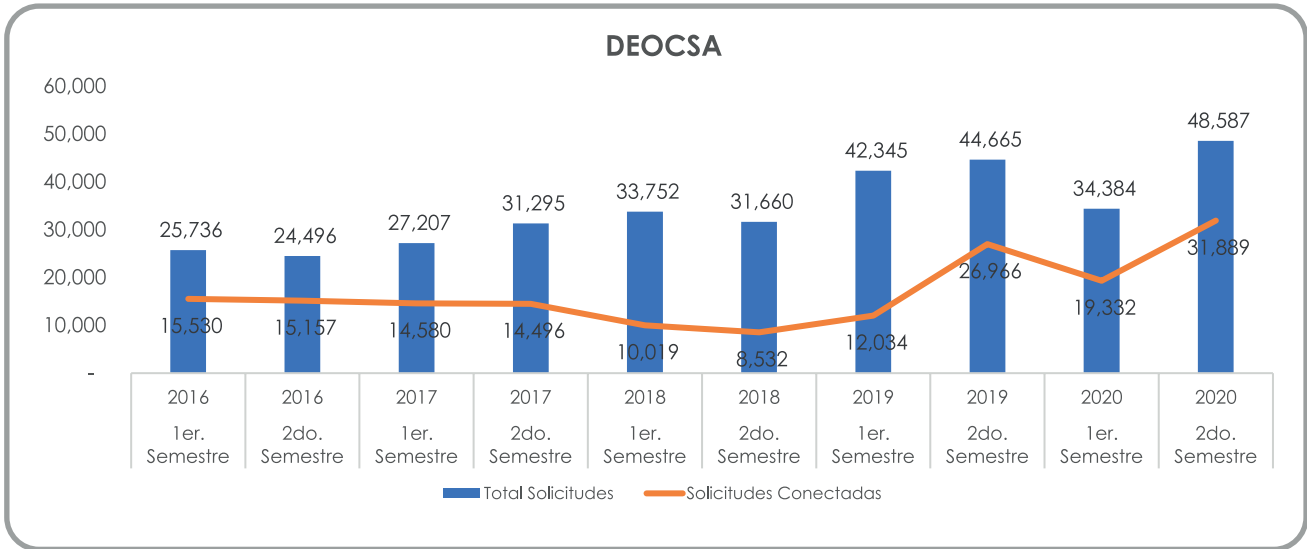
La gráfica muestra que el segundo semestre 2020 los distribuidores reportaron un total de 119,894 solicitudes de servicios nuevos recibidos de las cuales reportaron la conexión de 86,608 y reportaron 33,286 pendientes de conexión, de las cuales la CNEE ha requerido su conexión. La evolución histórica de las solicitudes de servicio nuevo sin modificación de red recibidas por los distribuidores para el periodo 2016 a 2020 se presenta a continuación para cada distribuidora:

Gráfica 57A. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red 2016 – 2020



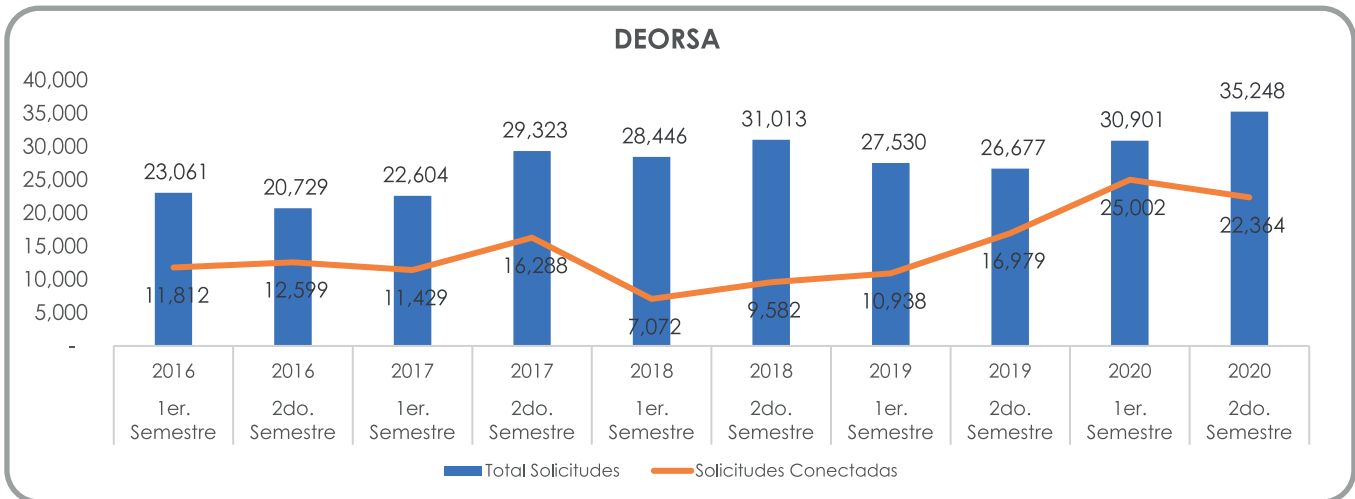
Fuente: información regulatoria

Gráfica 58A. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red 2016 – 2020



Fuente: información regulatoria

Gráfica 59A. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red 2016 – 2020

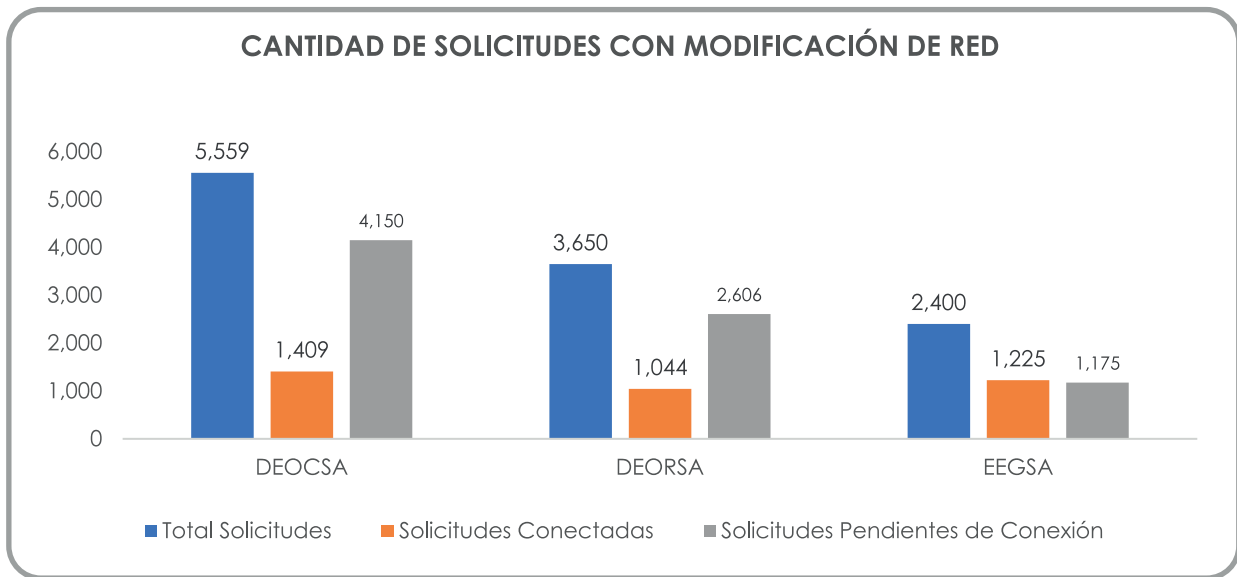


Fuente: información regulatoria

3.3.4.2 Solicitud de Servicios Nuevos Con Modificación de Red

Este indicador mide individualmente los plazos de atención de las solicitudes de servicios nuevos con base al Artículo 68 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que establece el plazo de tres meses para que la solicitud sea atendida cuando requiere modificación de la red. A continuación, el resultado de la evaluación realizada:

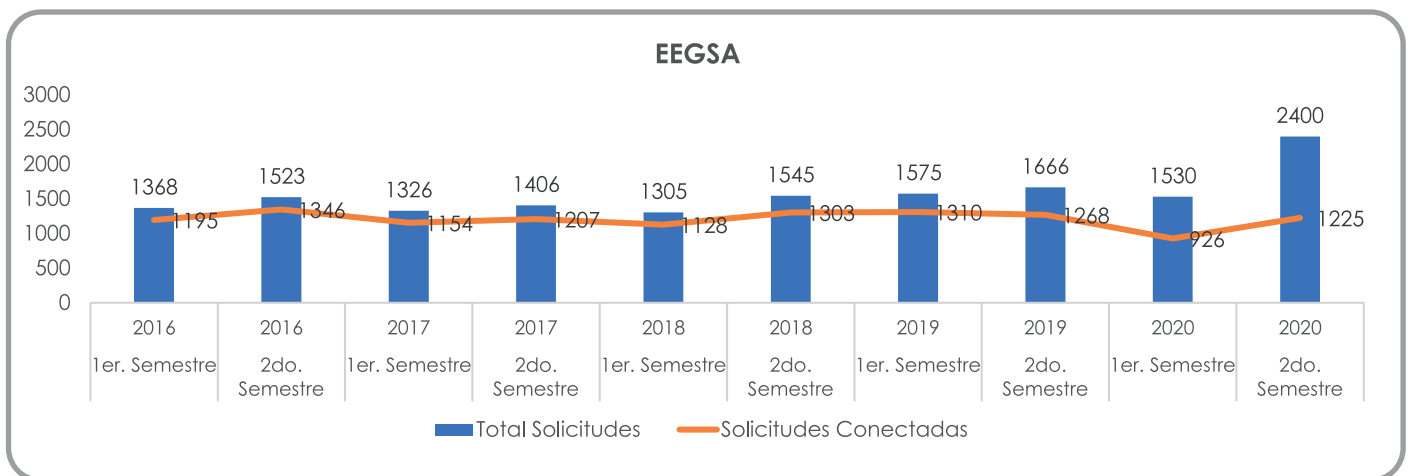
Gráfica 60A. Solicitudes de Servicio Nuevo con Modificación de Red al segundo semestre 2020



Fuente: información regulatoria

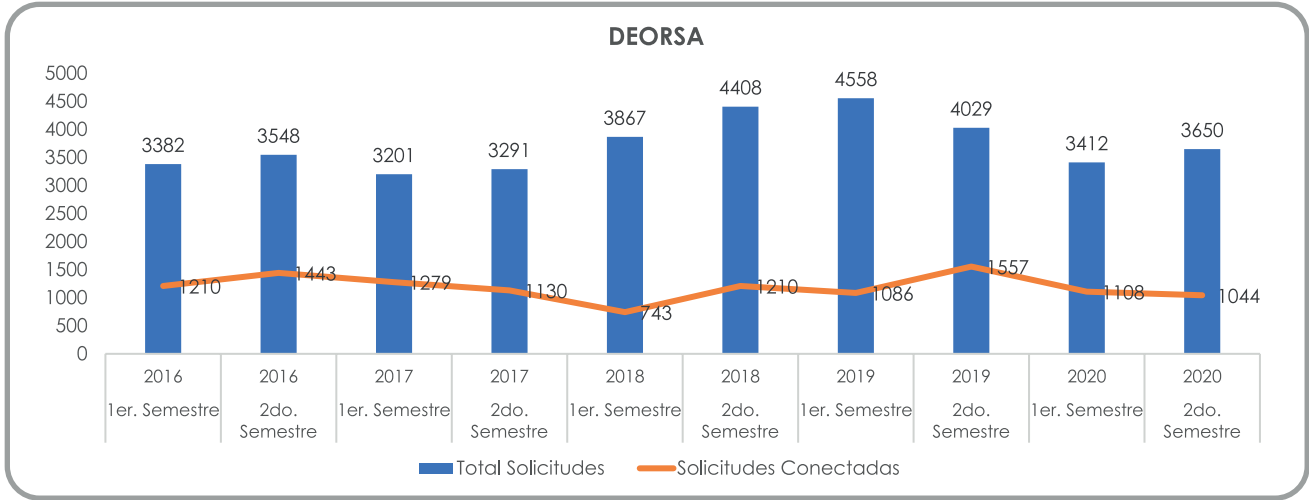
Los datos anteriores muestran que durante el segundo semestre 2020 los distribuidores reportaron un total de 11,609 solicitudes de servicios nuevos recibidas, de las cuales reportaron la conexión de 3,678 y reportaron 7,931 pendientes de conexión de las cuales la CNEE ha requerido su conexión. La evolución histórica de las solicitudes de servicio nuevo con modificación de red recibidas por los distribuidores para el periodo 2016 a 2020 se presenta a continuación para cada distribuidora:

Gráfica 62A. Solicitudes de Servicio Nuevo con Modificación de Red 2016 – 2020



Fuente: información regulatoria

Gráfica 63A. Solicitudes de Servicio Nuevo con Modificación de Red 2016 – 2020

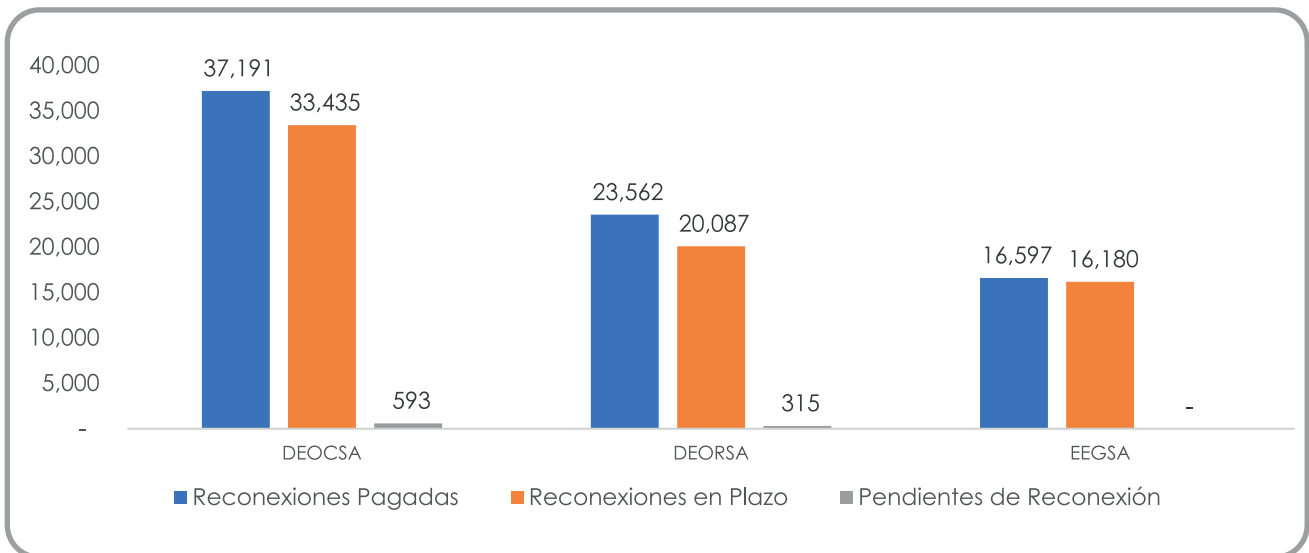


Fuente: información regulatoria

3.3.5 Reconexiones

El indicador de reconexiones mide los plazos de atención de las reinstalaciones del servicio derivadas de cortes por falta de pago o por alterar las condiciones del suministro con base al Artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que establece el plazo de 24 horas para la reconexión a partir de que el usuario realice el pago del cargo respectivo. A continuación, el resultado de la evaluación realizada:

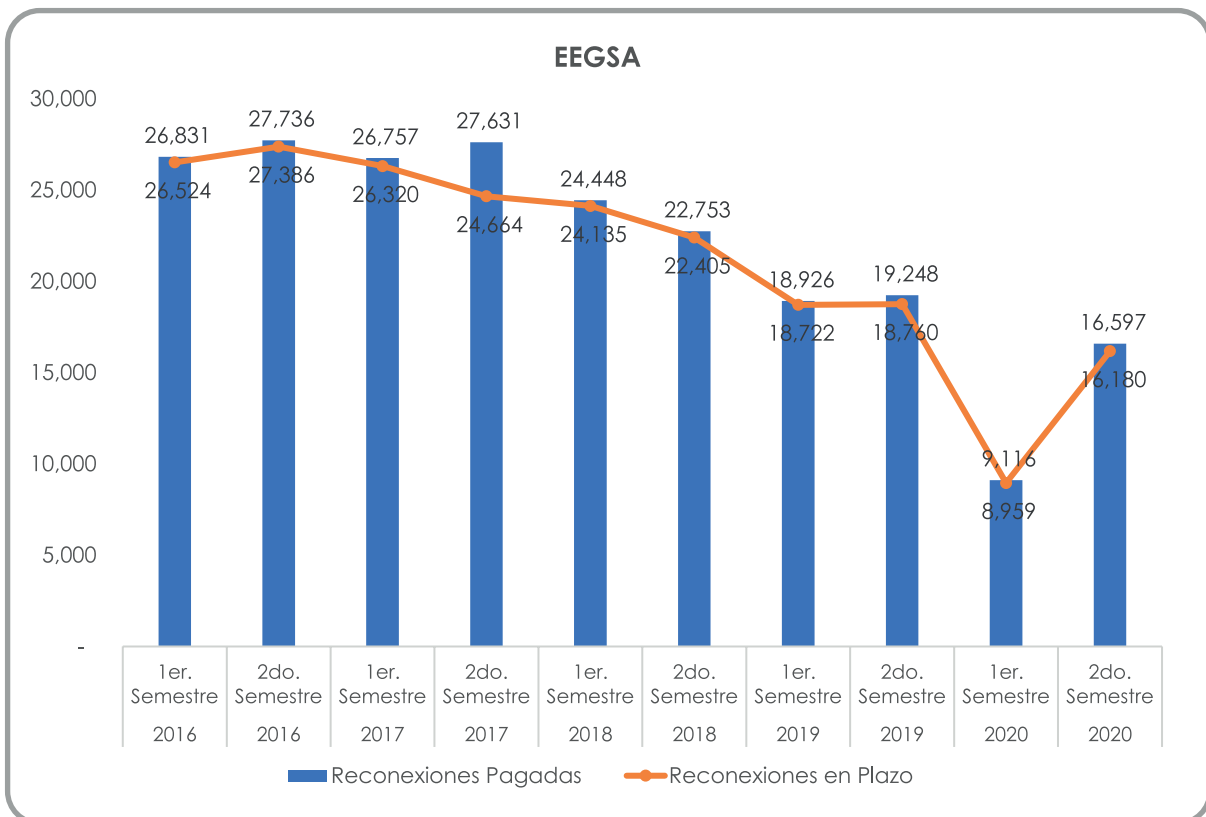
Gráfica 64A. Reconexiones al 2do Semestre 2020



Fuente: información regulatoria

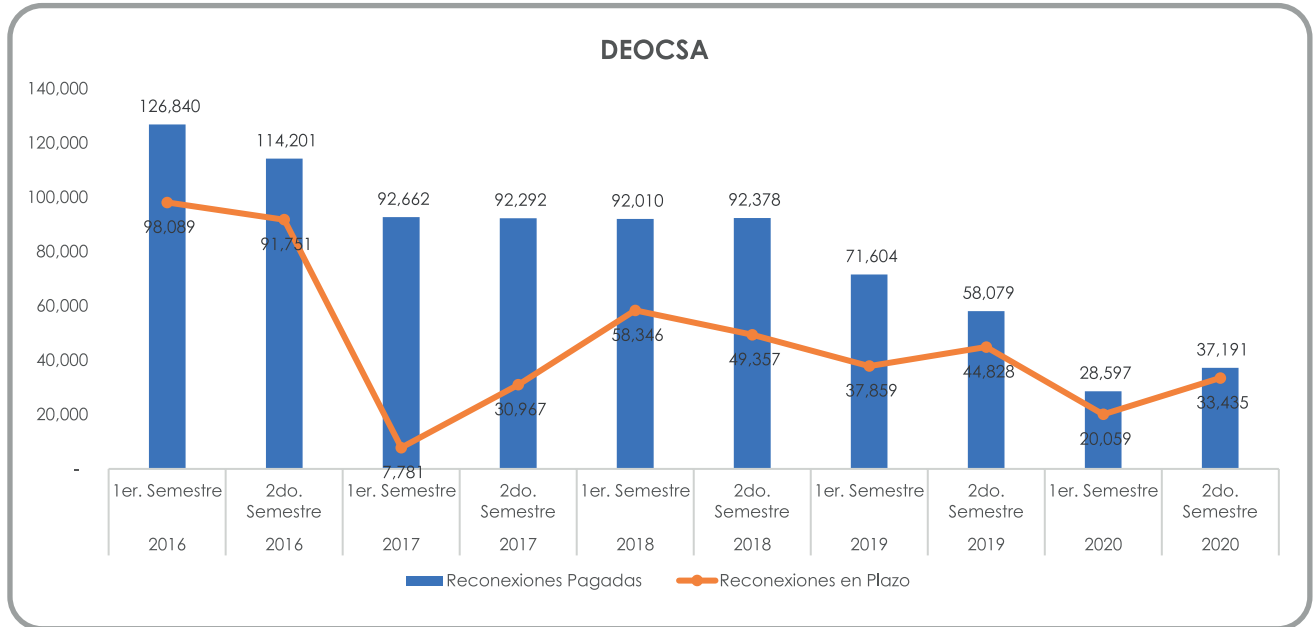
Durante el segundo semestre del año 2020, los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA, realizaron 101,838 cortes de energía de los cuales 77,350 efectuaron el pago de la reconexión; fueron reconectadas dentro del plazo de 24 horas 69,702 y fuera de plazo 6,740; reportaron 24,488 pendientes de conexión de los cuales las distribuidoras no han recibido el pago respectivo de los usuarios. La evolución histórica de las reconexiones realizadas por los distribuidores para el periodo 2016 a 2020 se presenta a continuación para cada distribuidora:

Gráfica 65A. Reconexiones 2016 – 2020



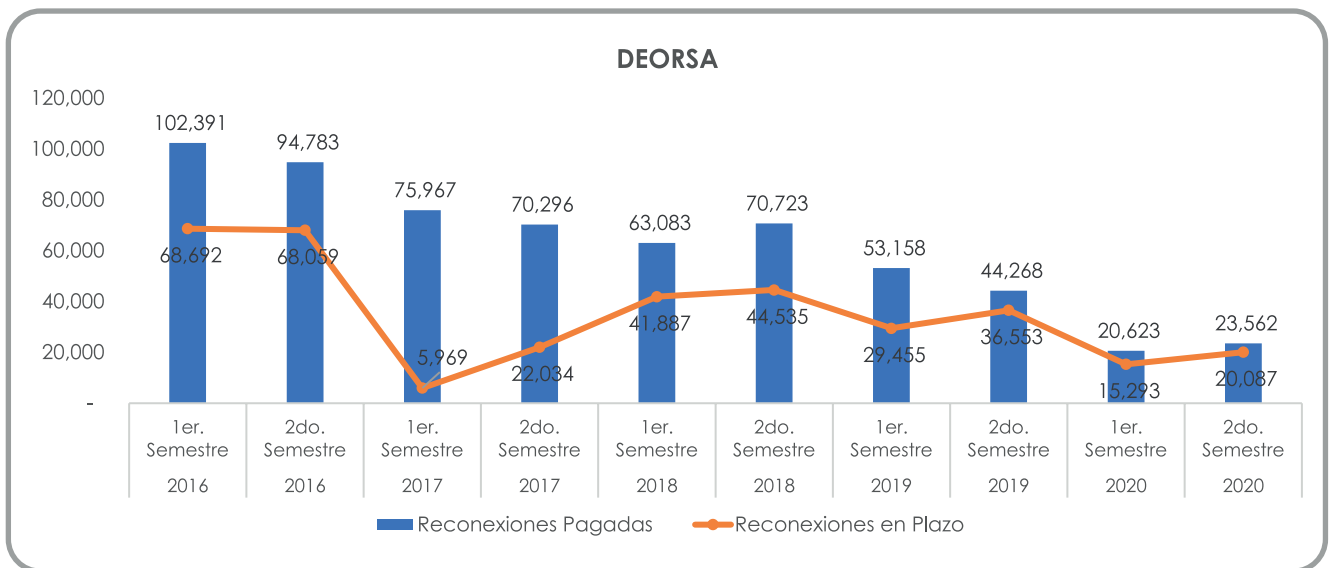
Fuente: información regulatoria

Gráfica 66A. Reconexiones 2016 – 2020



Fuente: información regulatoria

Gráfica 67A. Reconexiones 2016 – 2020

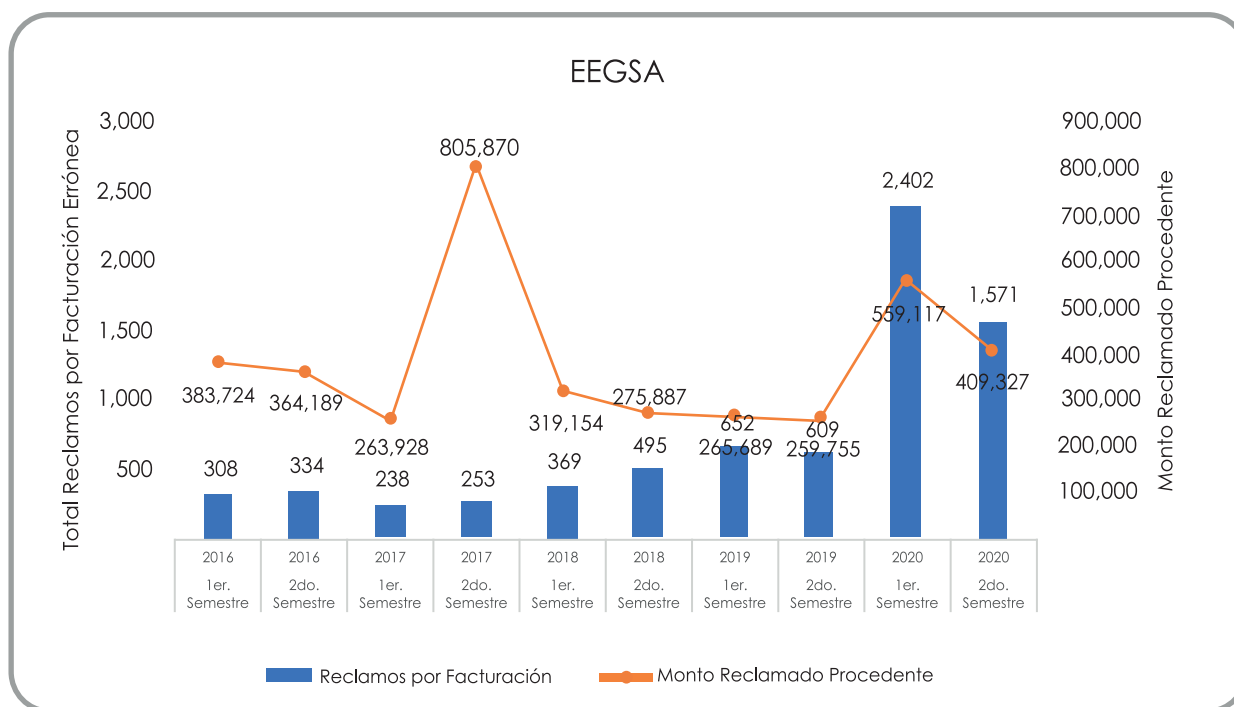


Fuente: información regulatoria

3.3.6 Facturación Errónea

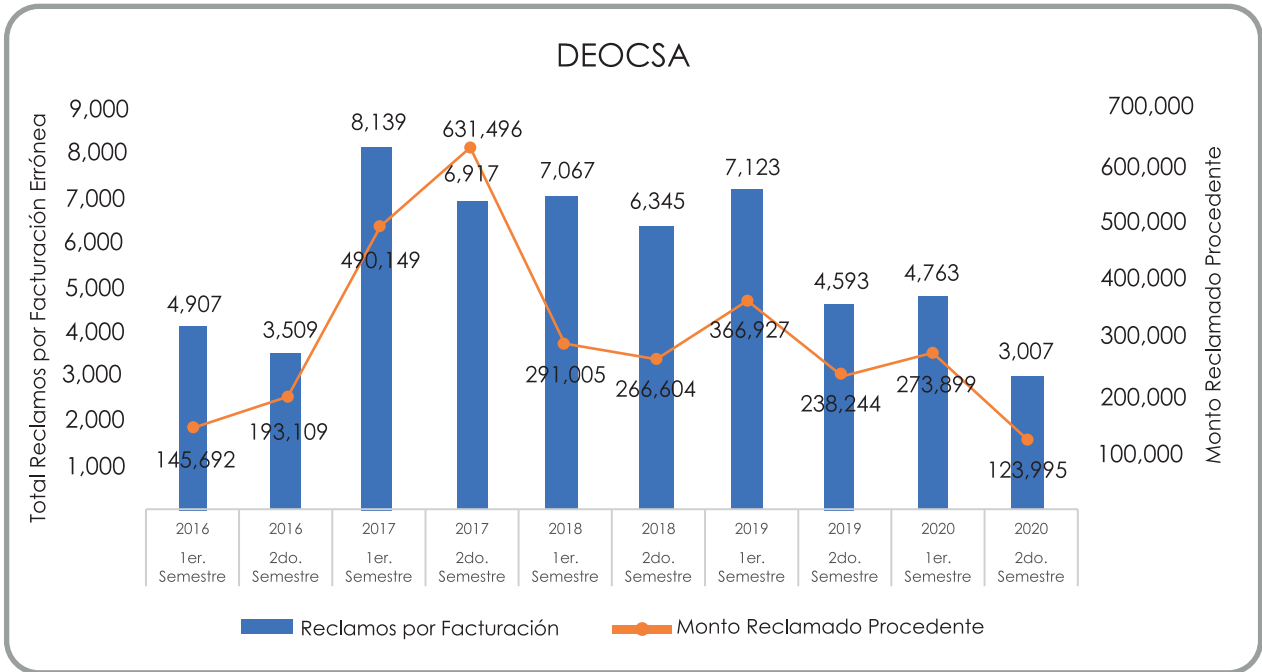
Este indicador está definido en el artículo 68 como un índice de Calidad de la Atención al Usuario; cuando los distribuidores determinan un reclamo de facturación errónea como procedente, consecuentemente aplican una indemnización al usuario afectado. A continuación se presenta la evolución histórica del periodo comprendido de 2016 a 2020:

Gráfica 68A. Facturación errónea 2016 – 2020



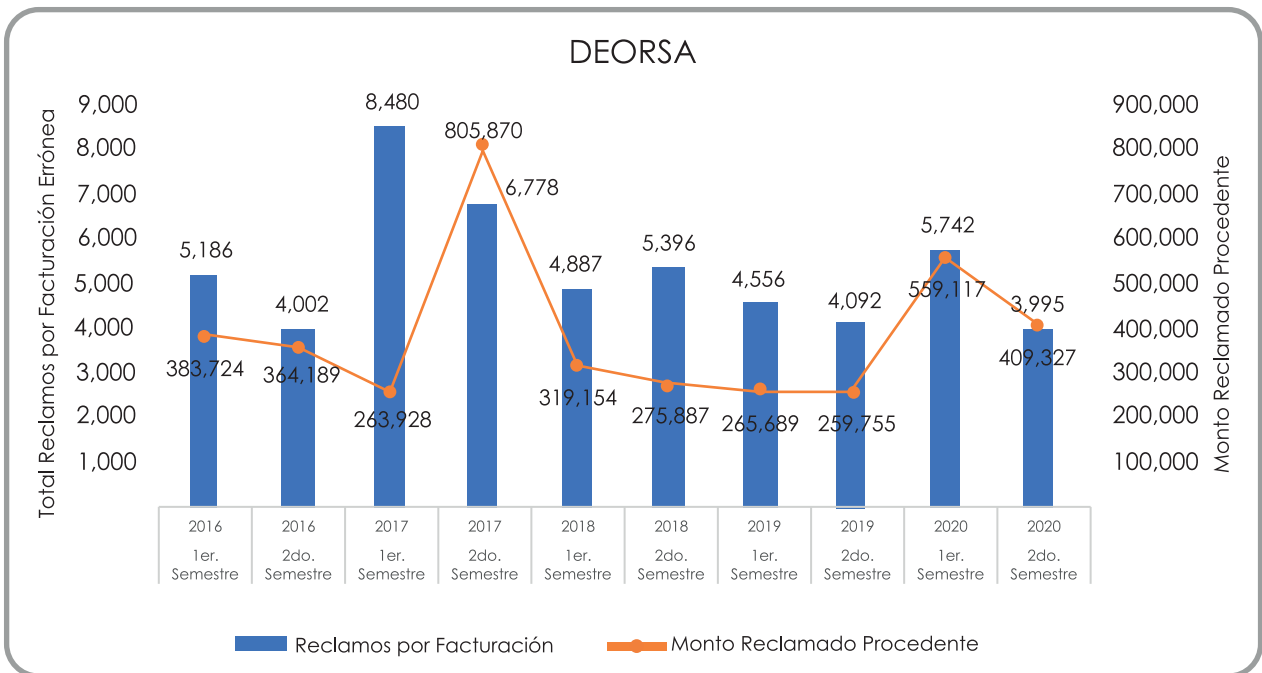
Fuente: información regulatoria

Gráfica 69A. Facturación errónea 2016 – 2020



Fuente: información regulatoria

Gráfica 70A. Facturación errónea 2016 – 2020



Fuente: información regulatoria



SECCIÓN **B**
FISCALIZACIÓN DE
INSTALACIONES *de*
DISTRIBUCIÓN *y* TRANSPORTE

4. Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones

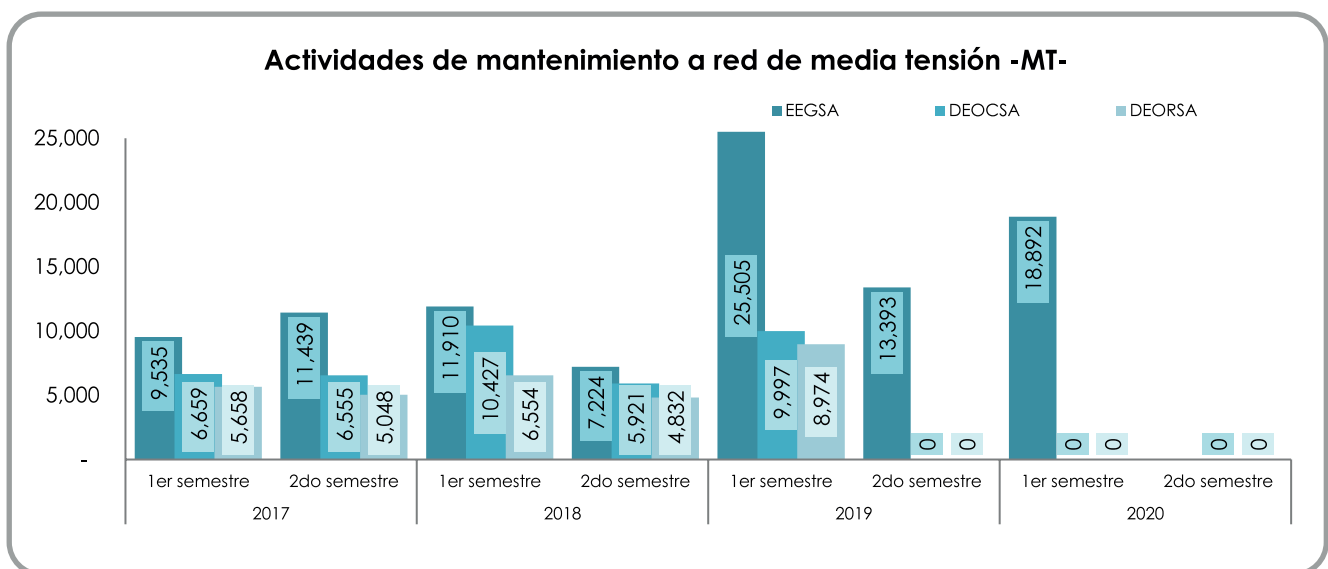
4.1 Fiscalización de las Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución –NTDOID–

Las empresas prestadoras del Servicio de Distribución Final deben cumplir con lo estipulado en la normativa vigente, tanto en lo relacionado con los parámetros de Calidad de Servicio como en lo estipulado en la Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID–, Resolución CNEE-47-99. Estas normas abarcan aspectos relacionados con la seguridad de las personas, bienes y continuidad del servicio y establece obligaciones a las distribuidoras para las actividades de diseño, operación y mantenimiento, etc.

4.1.1 Fiscalización del Sistema de Distribución por Medio de Información Regulatoria

La Comisión desarrolló procedimientos para velar por el cumplimiento de las NTDOID, requiriendo información relacionada con los mantenimientos efectuados en las instalaciones de distribución y realiza actividades de fiscalización a efecto de establecer indicadores que permitan determinar el estado de las redes de distribución y su relación con la calidad del servicio prestada.

Gráfica 1B. Actividades de mantenimiento en la red de distribución



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

La gráfica anterior representa la cantidad de actividades de mantenimiento al equipo eléctrico instalado en líneas de distribución de Media Tensión reportadas por las distribuidoras. Dentro de las actividades reportadas se puede encontrar: aplomado de postes, anclajes, cambio de aisladores, cambio de fusible, cambio de pararrayos, mejora de tierras, entre otras.

No se incluye el segundo semestre del año 2020 de EEGSA derivado que el reporte de actividades ahora se realiza de acuerdo al calendario del año tarifario correspondiente (en este caso (agosto 2019 – julio 2020). Las distribuidoras DEOCSA y DEORSA no han remitido información a partir del segundo semestre del 2019.

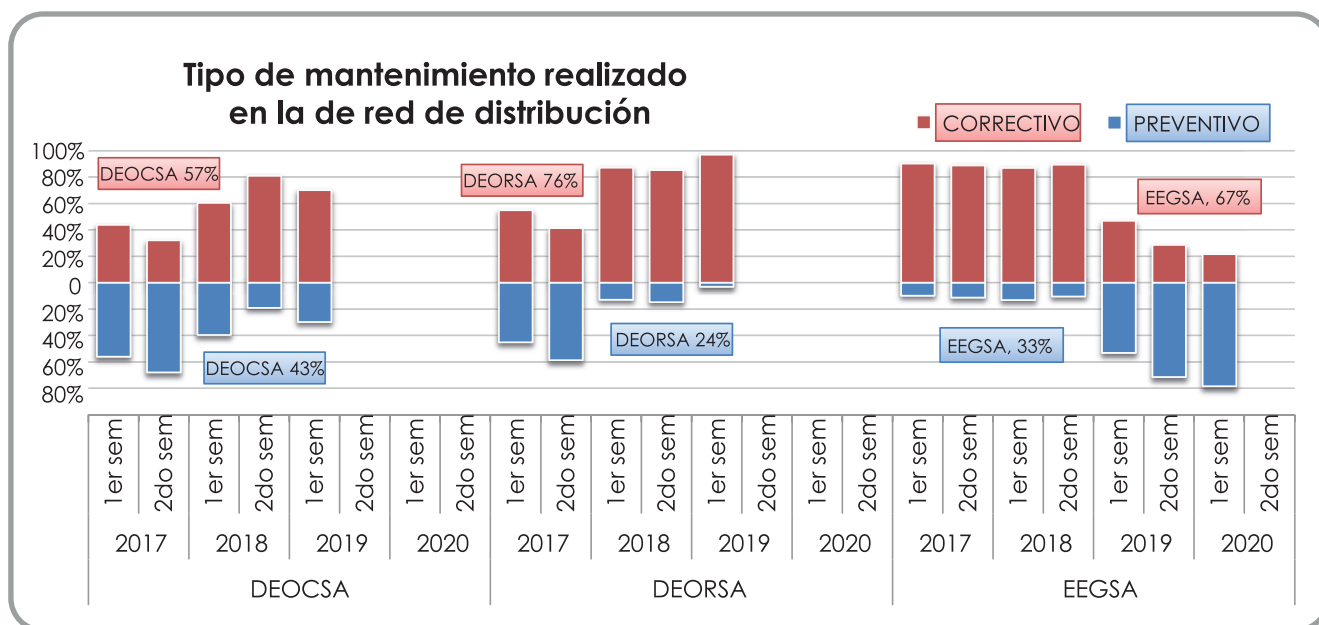
4.1.2 Monitoreo de Mantenimientos de Distribución

La CNEE realizó la fiscalización integral en las Redes de Distribución relacionada con el cumplimiento de los temas de operación y mantenimiento de la normativa NTDOID en las instalaciones de red de los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA. Las distribuidoras DEOCSA y DEORSA no remitieron la información correspondiente al periodo mostrado.

4.1.3 Planes de Mantenimiento Anual de Distribución

Se presenta resumidamente la información de mantenimiento reportado por EEGSA, DEOCSA y DEORSA en cumplimiento al artículo 34.3 de la norma NTDOID durante los años 2017-2019.

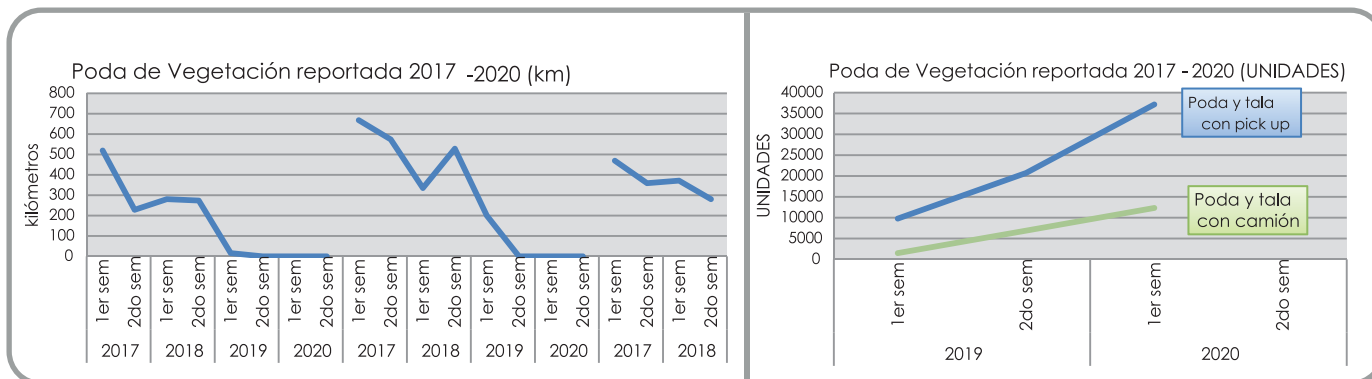
Gráfica 2B. Tipo de mantenimiento realizado



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

La gráfica anterior presenta información en cuanto al peso del tipo de mantenimiento que realizaron DEOCSA, DEORSA y EEGSA a sus redes de distribución durante los años 2017-2020.

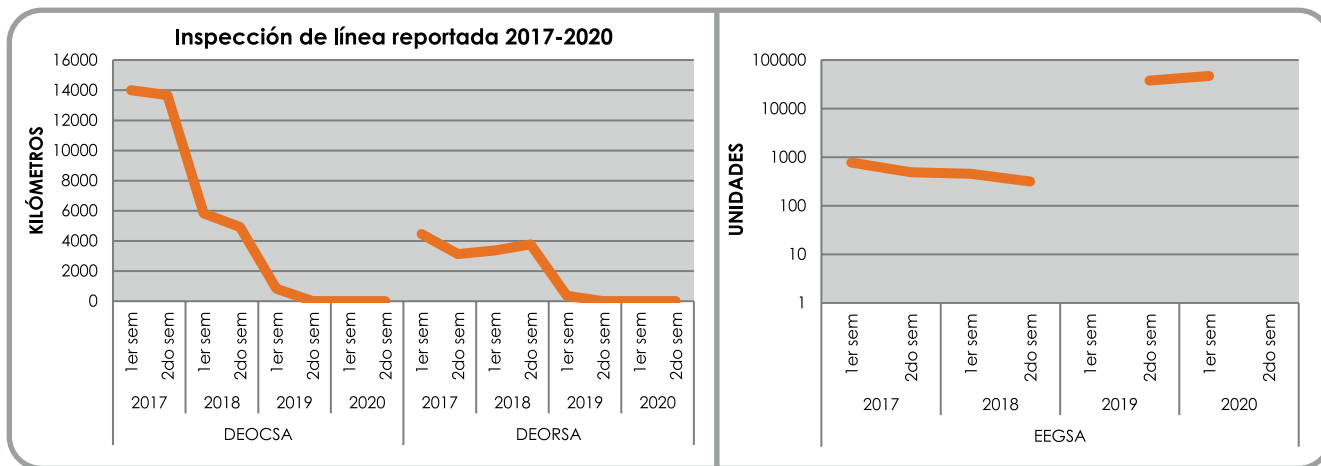
Gráfica 3B2. Control mensual de poda y tala de arbolado 2019-2020



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

Se observa la distribución anual de la poda y tala de arbolado realizada por los Distribuidores según la información reportada.

Gráfica 4B. Actividades de inspección de línea



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

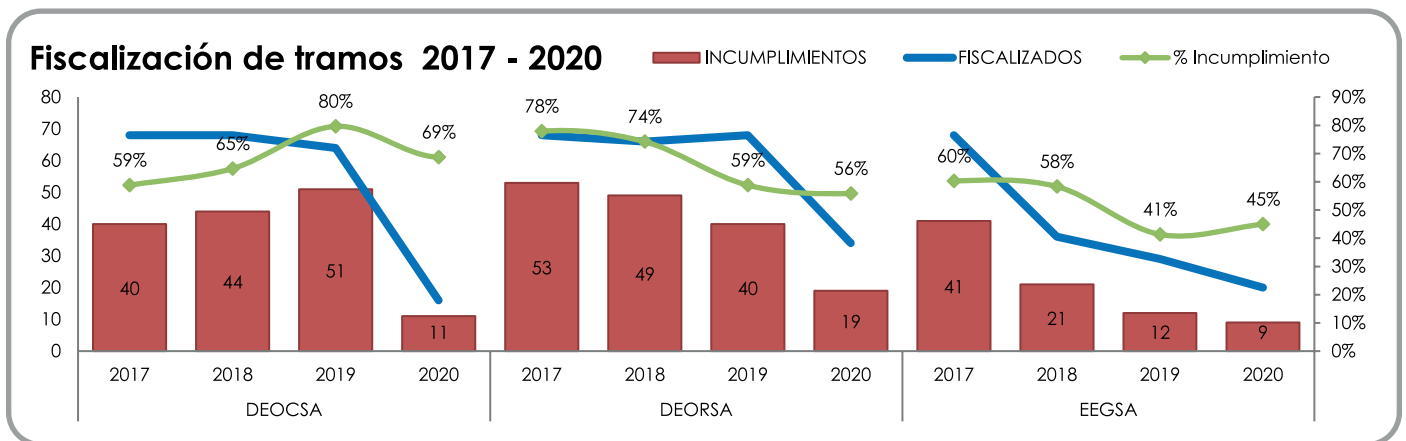
La ejecución de las actividades de operación y mantenimiento se refleja en forma directa en los indicadores de calidad de servicio establecidos en la normativa técnica –NTSD–. Por parte de la CNEE se efectúan acciones regulatorias a efecto de incentivar la realización de mantenimientos en red que signifiquen una mejora en la calidad de servicio prestado.

4.1.4 Fiscalización Muestral del Estado de las Redes de Distribución

Con el propósito de estimar la situación de las redes se efectuó el análisis del estado de las instalaciones de EEGSA, DEORSA y DEOCSA a través de la auditoría a una muestra aleatoria de los tramos de Media Tensión reportados por las mismas, calculando una muestra estadística con un 10% de error.

Posteriormente, se efectuó el sorteo de los tramos a auditar y fiscalizadores de la Comisión visitaron dichos tramos durante el transcurso de cada año, obteniendo resultados acumulados cada mes de diciembre. Durante la fiscalización a cada tramo se verificó el cumplimiento a la Normativa de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), obteniendo para cada actividad efectuada una evaluación de cumplimiento por tramo de distribución en media tensión.

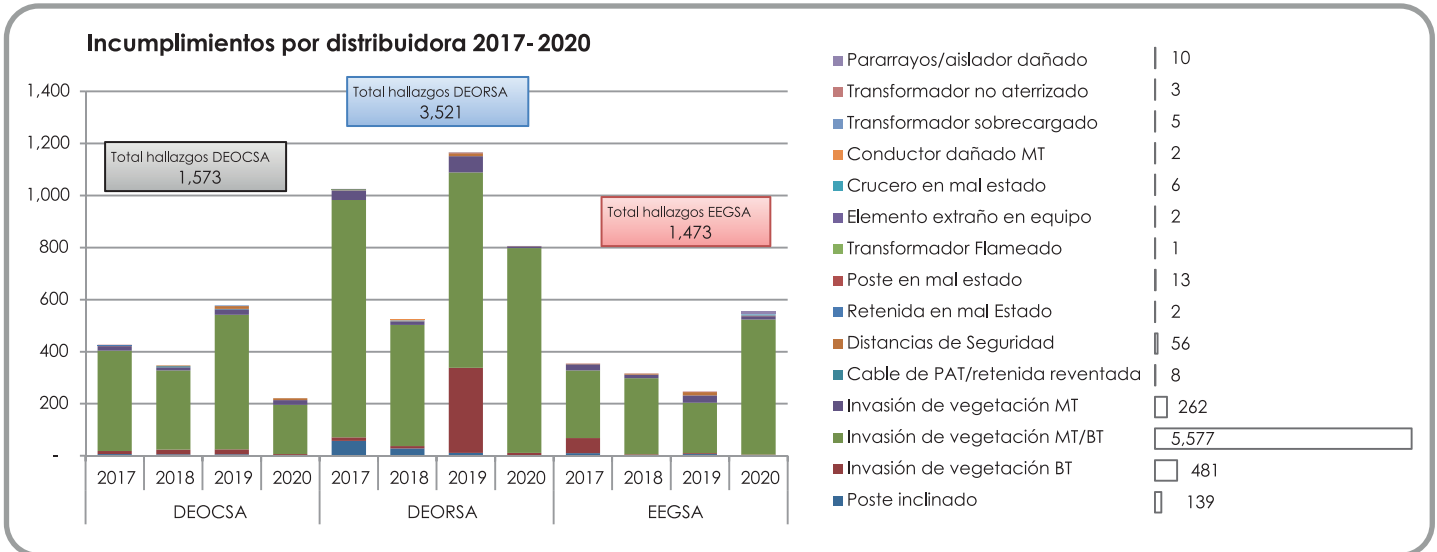
Gráfica 5B. Resultados de la Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

Derivado de la situación pandémica vivida durante el 2020, no se completó la fiscalización de todos los puntos seleccionados inicialmente, por lo que no se observa una linealidad en la cantidad de puntos fiscalizados trimestralmente.

Gráfica 6B. Tipo de Hallazgos, Incumplimientos NTDOID

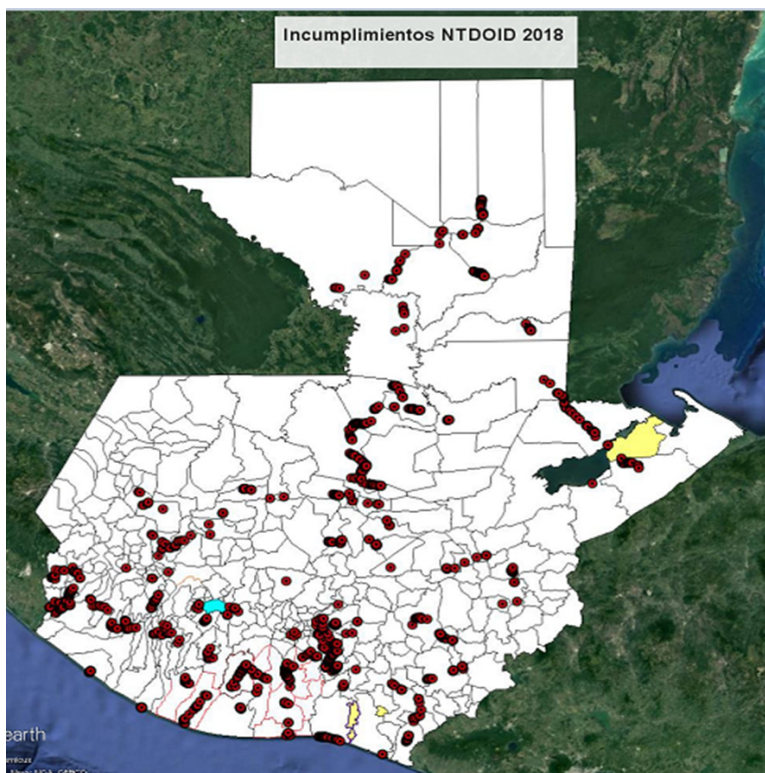
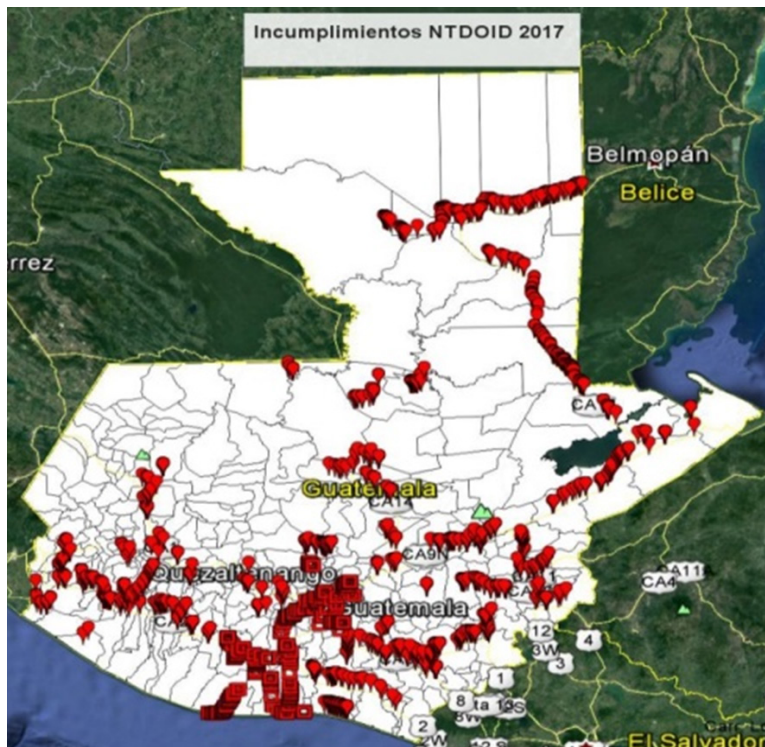


Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

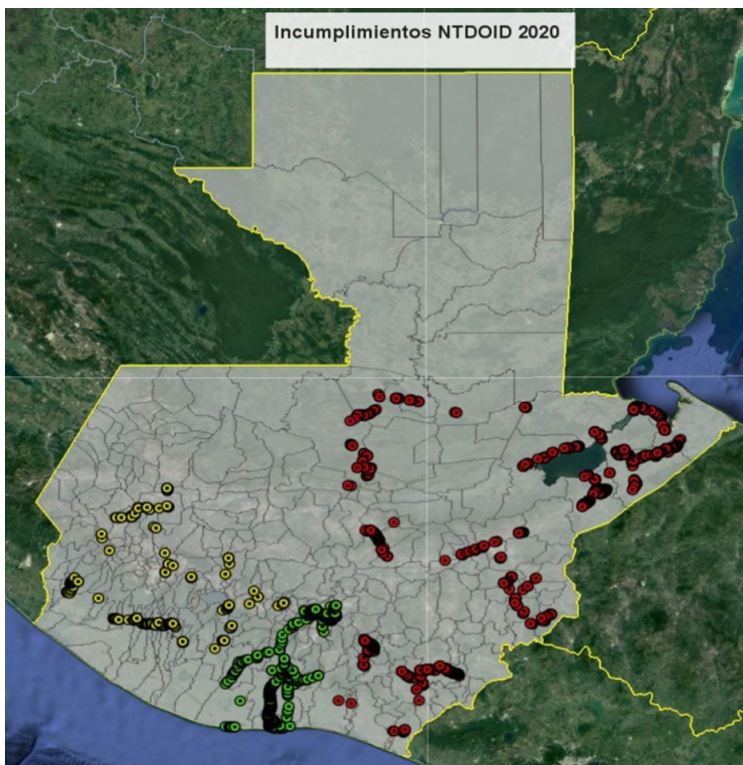
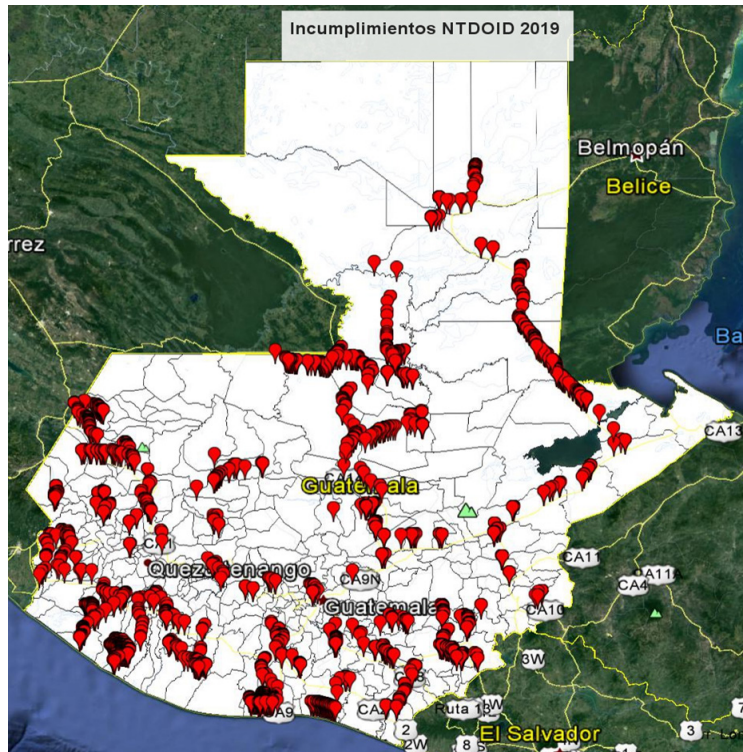
La gráfica anterior muestra los tipos de incumplimientos encontrados en las fiscalizaciones de CNEE que en total para DEOCSA suman 1573; DEORSA suman 3521; y para EEGSA suman 1473. El mayor incumplimiento detectado para las tres distribuidoras es el de Invasión de Vegetación que representa aproximadamente el 96% de los incumplimientos encontrados.

Hallazgos 2017-2020. Ubicación geográfica de los 6,567 incumplimientos a las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución detectados por CNEE entre los años 2017 y 2020. En las imágenes siguientes se presentan las ubicaciones de los incumplimientos.

Ilustración 1B. Mapas 2017-2020 de ubicación geográfica de los incumplimientos NTDROID



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

Los hallazgos de incumplimientos se notificaron a las distribuidoras para que se hicieran los trabajos de mantenimiento correspondientes.

4.2 Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte

Las personas individuales o jurídicas que tengan relación con diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica deben cumplir con lo estipulado en la normativa vigente, tanto en lo relacionado con los parámetros de Calidad de Servicio como en lo estipulado en la Normativa de Diseño y Operación del Sistema de Transporte –NTDOST-, la cual está contenida en la Resolución CNEE-49-99. La normativa NTDOST posee la particularidad de aplicar conceptos específicos según el nivel de tensión, lo cual significa que se aplica la normativa NTDOID en los casos que corresponda.

4.2.1 Monitoreo de Mantenimientos de Transmisión

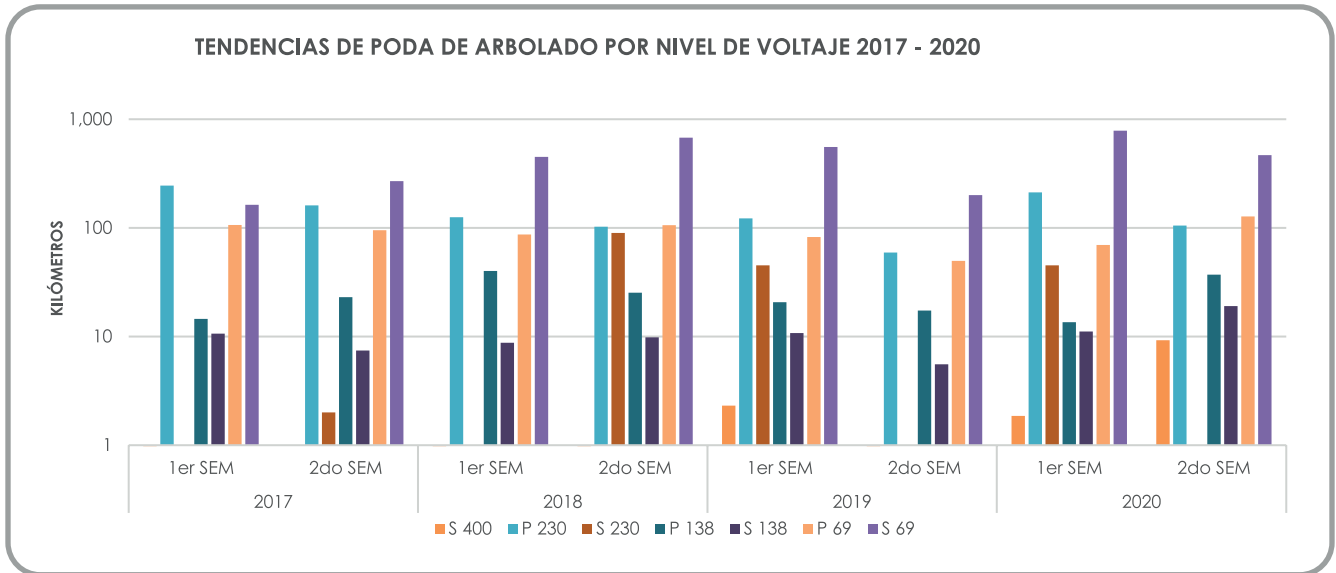
Se realizaron actividades para velar por el cumplimiento de la normativa NTDOST por medio del monitoreo de mantenimientos de EPR, TRELEC, TRANSNOVA, RECSA, ORAZUL, TREO, TRECSA, EEBIS y ETCEE.

Se abarca el control para las actividades de operación y mantenimiento de las instalaciones de líneas, subestaciones y equipo de protección de los diferentes transportistas. La información analizada, cuyos resultados se presentan en esta sección, proviene de datos remitidos por los transportistas a CNEE por vía electrónica, dando a conocer en forma general y resumida los datos de mantenimiento realizado por los transportistas.

4.2.2 Mantenimiento Líneas de Transporte

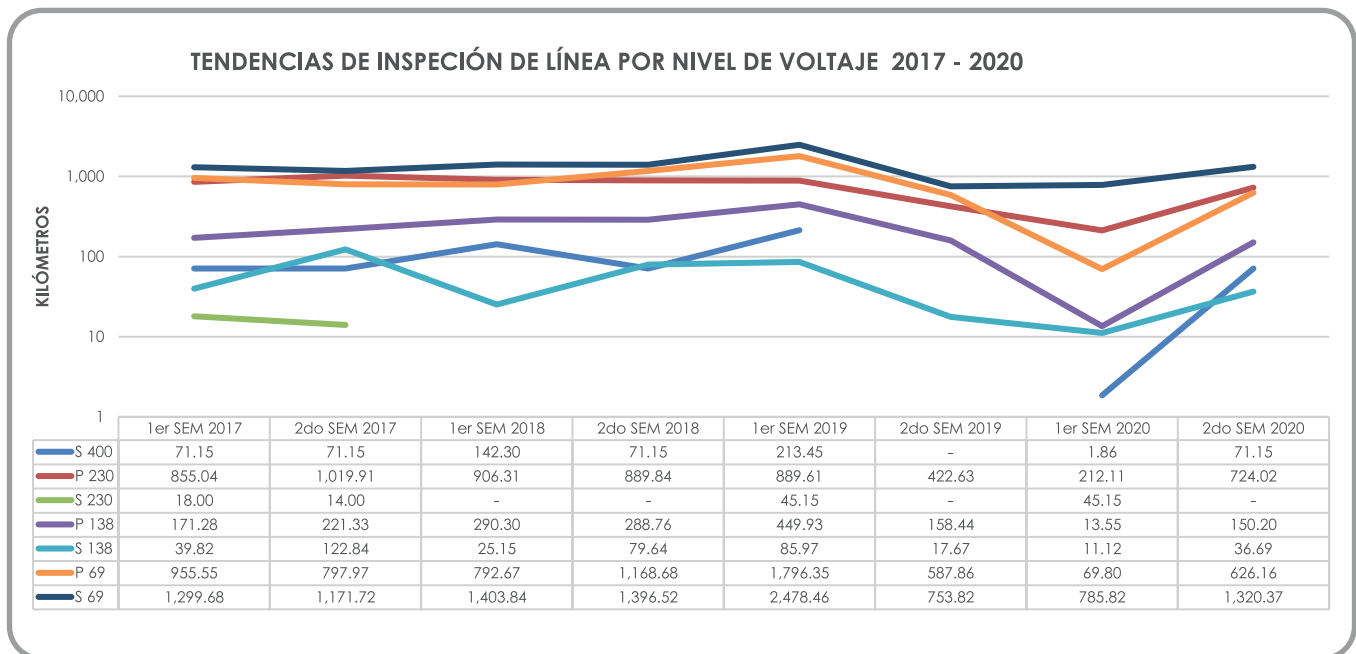
En las gráficas siguientes se muestra el reporte de la poda y tala de arbolado, inspección de línea, medición y mantenimiento que cada transportista realizó a las líneas de transmisión. La información se muestra agrupada por el nivel de voltaje y el sistema (principal y secundario) al que pertenecen.

Gráfica 7B. Poda y tala de vegetación reportada por transportistas durante los años 2017 - 2020



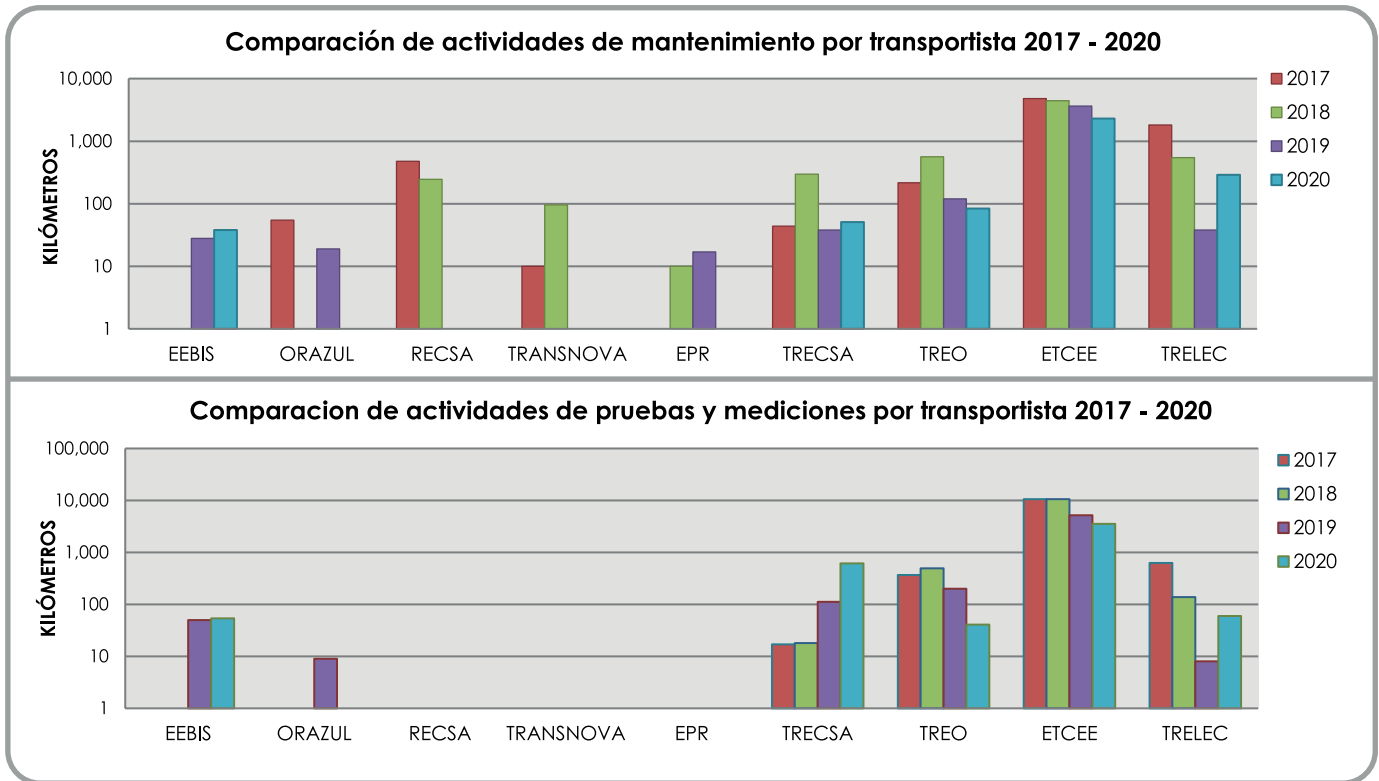
Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

Gráfica 8B. Inspección de línea realizada según el nivel de tensión durante los años 2017 - 2020



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

Gráfica 9B. Mediciones y actividades de mantenimiento reportado por transportistas durante los años 2017 - 2020

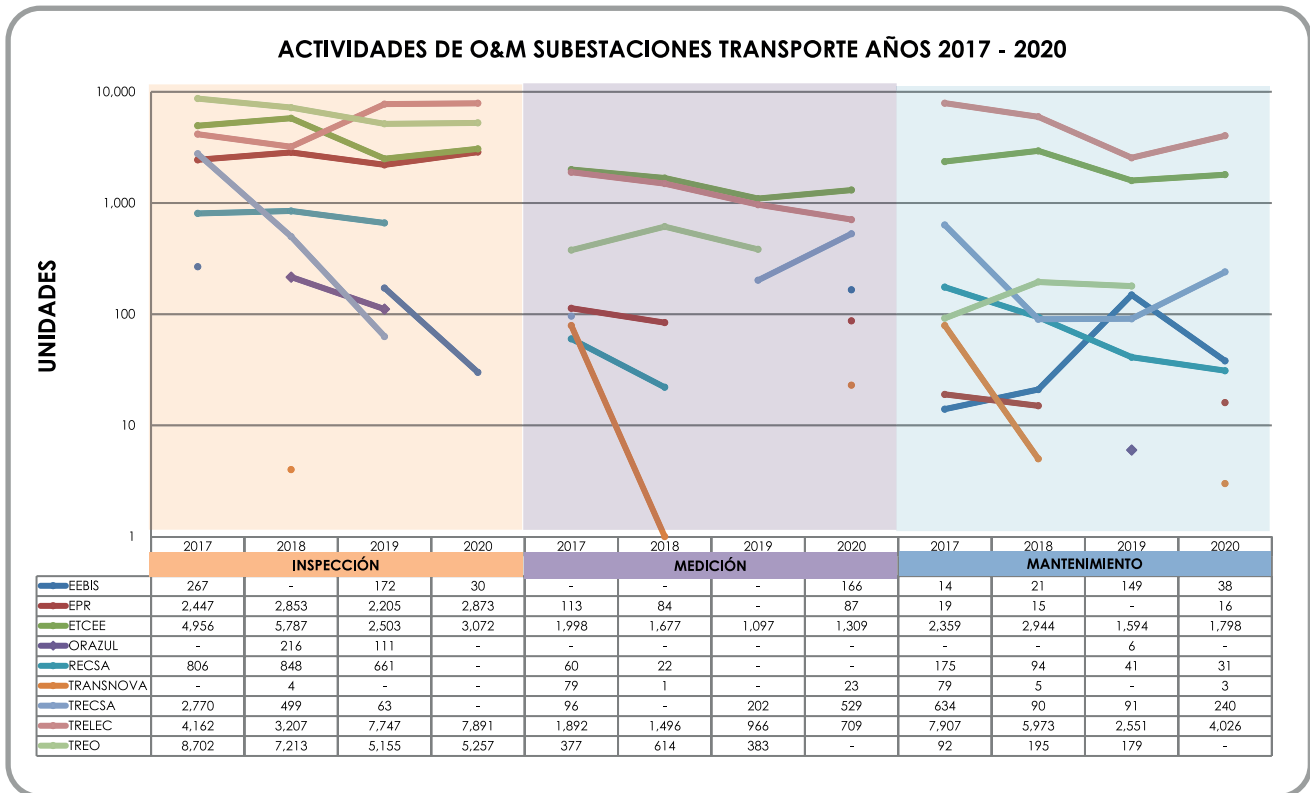


Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

4.2.3 Mantenimientos Subestaciones de Transporte y Protecciones

El detalle de actividades de mantenimientos reportados en subestaciones de transporte, ya sea de transformación, conmutación o mixtas y en los sistemas de protección, se muestra agrupado por Inspección, medición o prueba y mantenimiento ejecutado.

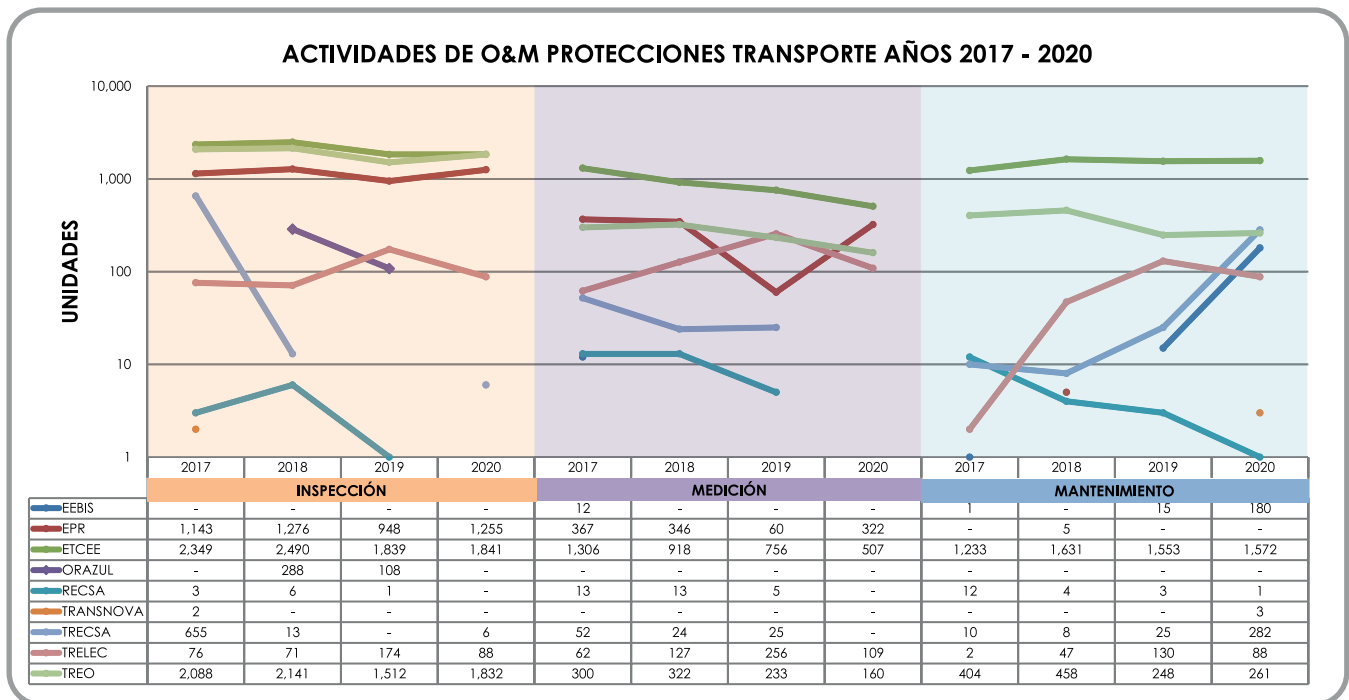
Gráfica 10B. Actividades de mantenimiento de subestaciones por transportista



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

El mantenimiento realizado a subestaciones abarca mantenimiento a los transformadores de potencia, blindaje de la subestación, redes de tierras, equipo de maniobra, etc

Gráfica 11B. Control de mantenimiento realizado a protecciones de transporte



Fuente: Registros Departamento de Fiscalización de Calidad en Campo

La gráfica presenta la cantidad de mantenimiento en equipos de protección de línea de las subestaciones. Dichas actividades incluyen mantenimientos a relevadores de protección, equipos de comunicación, transformadores de medición, interruptores de potencia, etc.



SECCIÓN 
DENUNCIAS 
ATENCIÓN AL
USUARIO

5 Atención al Usuario

5.1 Indicadores Atención al Usuario

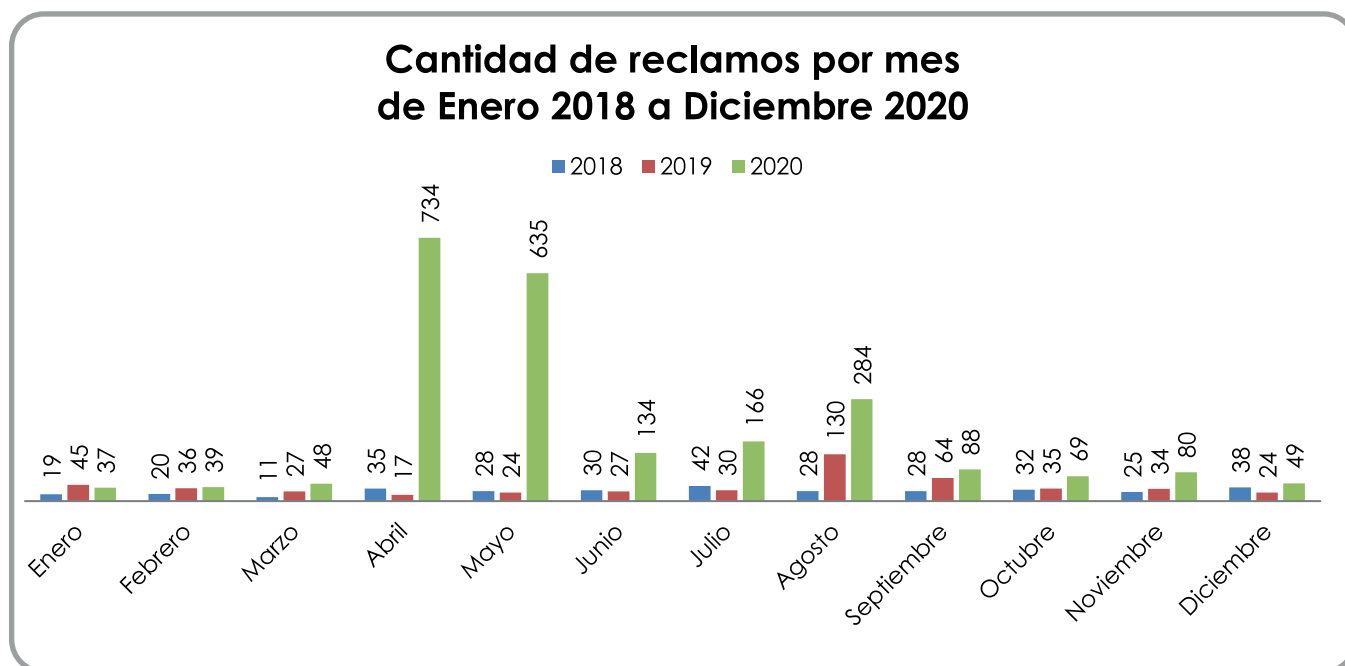
El Departamento de Denuncias y Atención al Usuario fundamenta su existencia en observancia a las funciones y atribuciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica contenidas en la Ley General de Electricidad, entre las cuales se encuentra la función de velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.

5.2 Reclamos

Los usuarios pueden solicitar apoyo para proteger sus derechos presentándose ante la CNEE a manifestar sus inconformidades con el servicio que prestan las distintas Distribuidoras. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en cumplimiento de los artículos 4 de la Ley General de Electricidad y 106 y 111 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, recibe de manera verbal, escrita, telefónica, mediante correo electrónico o whatsapp dichas inconformidades y las remite a los distintos Distribuidores con el fin que los mismos sean atendidos en los tiempos estipulados en la resolución CNEE-08-98 y sus modificaciones así como la resolución CNEE-121-2013.

En el Departamento de Denuncias y Atención al Usuario se ha recibido un total de 3,192 reclamos de enero de 2018 a diciembre de 2020, los cuales se detallan a continuación:

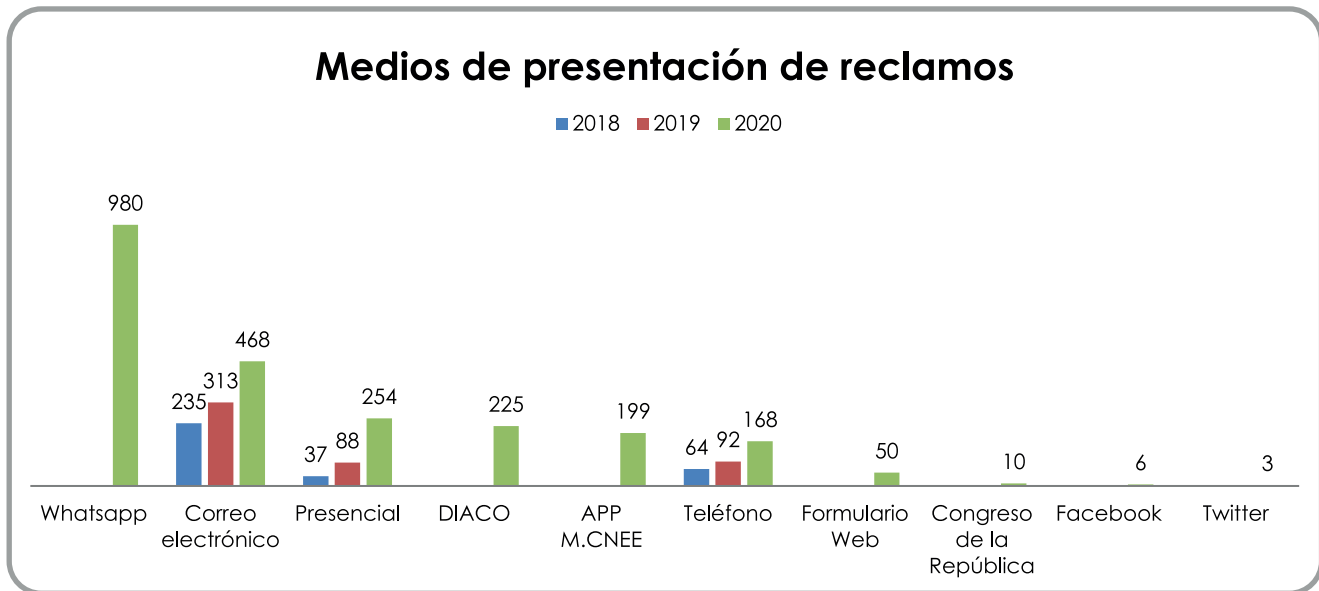
Gráfica 1C. Reclamos atendidos de enero 2018 a diciembre 2020



Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario

Los reclamos se han recibido por distintos medios, los que se grafican a continuación:

Gráfica 2C. Medios de presentación de Reclamos



Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario

5.3 Denuncias

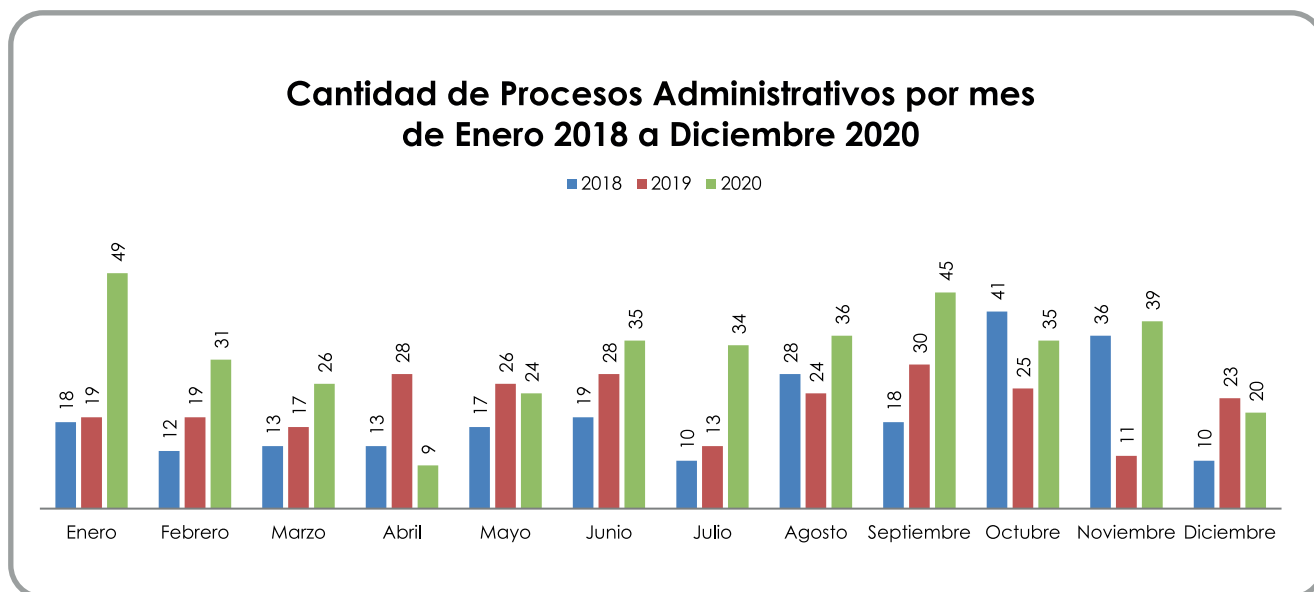
El Departamento de Denuncias y Atención al Usuario también tiene dentro de sus funciones principales iniciar el trámite de denuncia e investigaciones de oficio que correspondan de conformidad con los artículos 137 y 144 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Denuncia: Toda vez que la inconformidad del usuario persista posteriormente a ser atendido y resuelto el reclamo, puede presentar la Denuncia respectiva ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Investigación de oficio: Si la Comisión considera que existe alguna infracción a la Ley y sus reglamentos en materia de su competencia, podrá iniciar la investigación para conocer y tramitar dicha infracción.

En la gráfica siguiente se detalla la cantidad de procesos administrativos gestionados durante el periodo comprendido de enero 2018 a diciembre 2020:

Gráfica 3C. Procesos Administrativos atendidos de enero 2018 a diciembre 2020

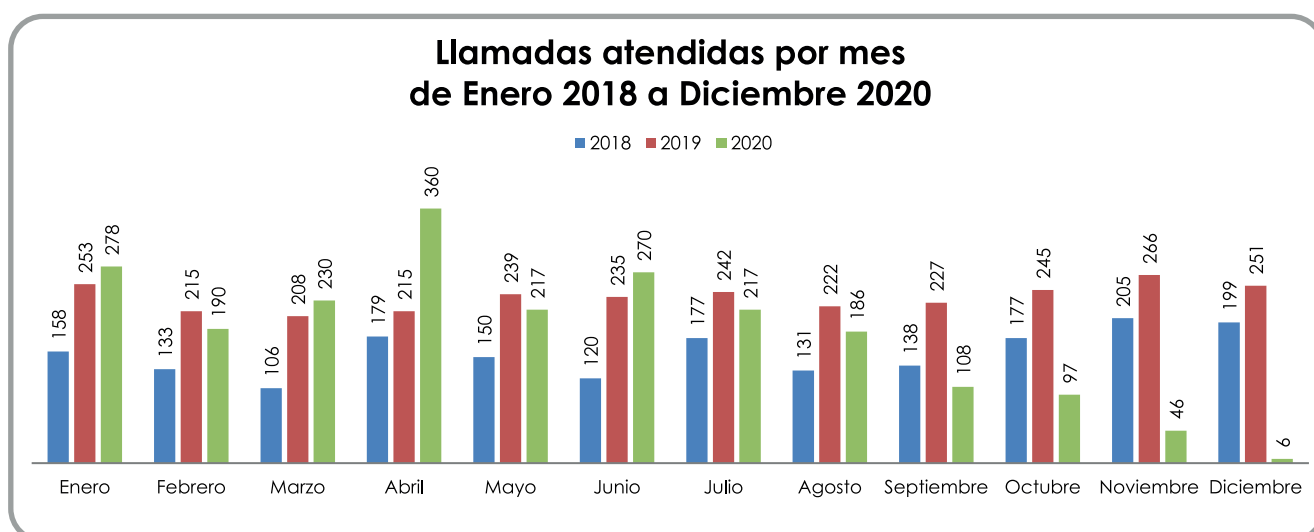


Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario

Adicionalmente, dentro de la atención de reclamos y denuncia también se atienden a los usuarios para dar seguimiento a sus inconformidades o resolver dudas mediante los siguientes medios:

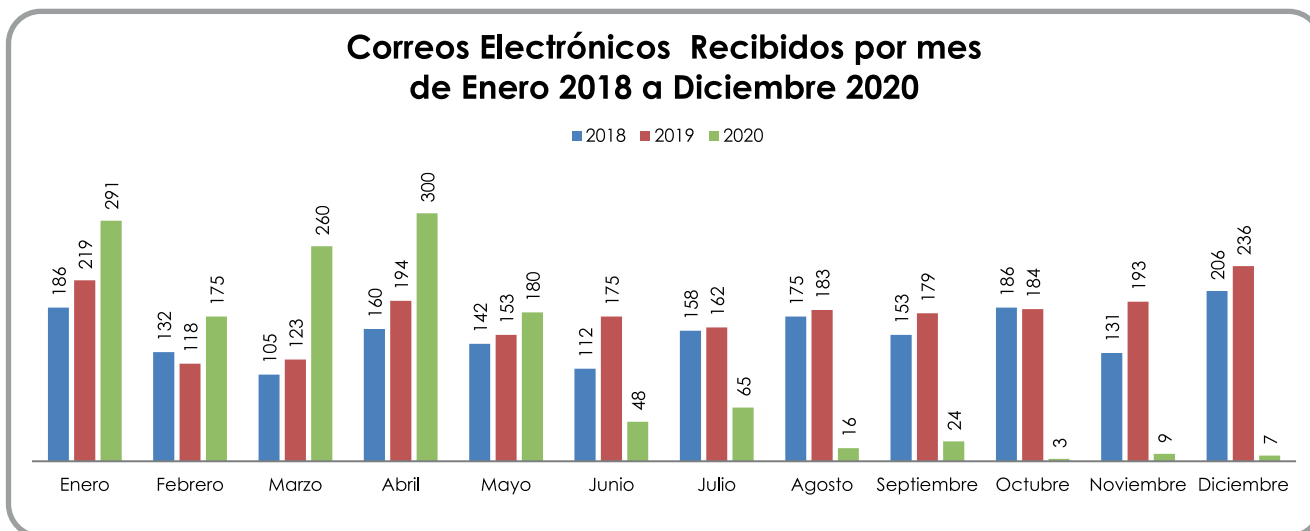
- Llamadas telefónicas
- Correos electrónicos
- Presencial

Gráfica 4C. Llamadas atendidas de enero 2018 a diciembre 2020



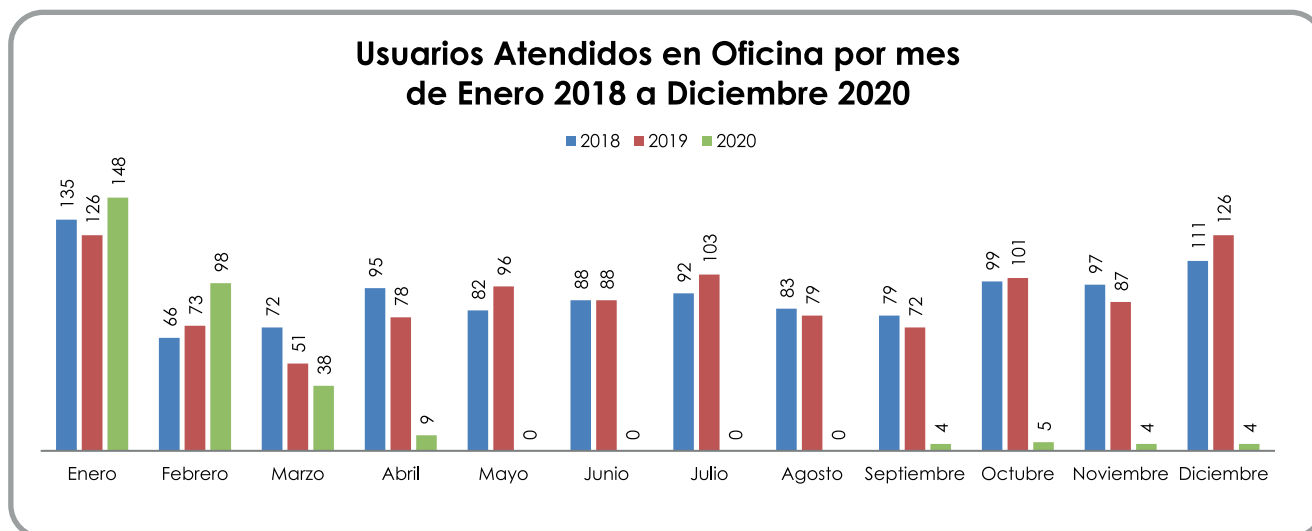
Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario

Gráfica 5C. Correos electrónicos recibidos en el periodo de enero 2018 a diciembre 2020



Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario

Gráfica 6C. Solicitudes presenciales de enero 2018 a diciembre 2020



Fuente: Registros Departamento de Denuncias y Atención al Usuario



En el periodo comprendido de enero 2018 a diciembre 2020, las llamadas, correos y personas que se han atendido en el Departamento de Denuncias y Atención al Usuario se distribuyen de la siguiente manera:

- 6,896 llamadas
- 5,343 correos electrónicos
- 2,489 usuarios atendidos presencialmente



SECCIÓN *D*
CONTROL *y*
SEGURIDAD
de PRESAS

6 Control y Seguridad de Presas

El control y seguridad de Presas se basa en lo dispuesto en la Norma de Seguridad de Presas – NSP –, (Resolución CNEE2-83-2016), la cual entra en vigencia en noviembre de 2016. Después de 15 años de gestión de la normativa anterior se procedió a una actualización técnica de la misma con apoyo del Organismo Regulador de Seguridad de Presas de Argentina.

La NSP establece lineamientos generales para que el Responsable de la operación de las Presas orientadas a la generación hidroeléctrica defina el Programa de Seguridad, el cual se conforma de una serie de instrumentos y actividades con el fin de operar la obra de manera segura para los trabajadores, así como para los bienes y personas en el área de influencia.

El Programa de Seguridad de Presas se compone de los siguientes documentos y actividades:

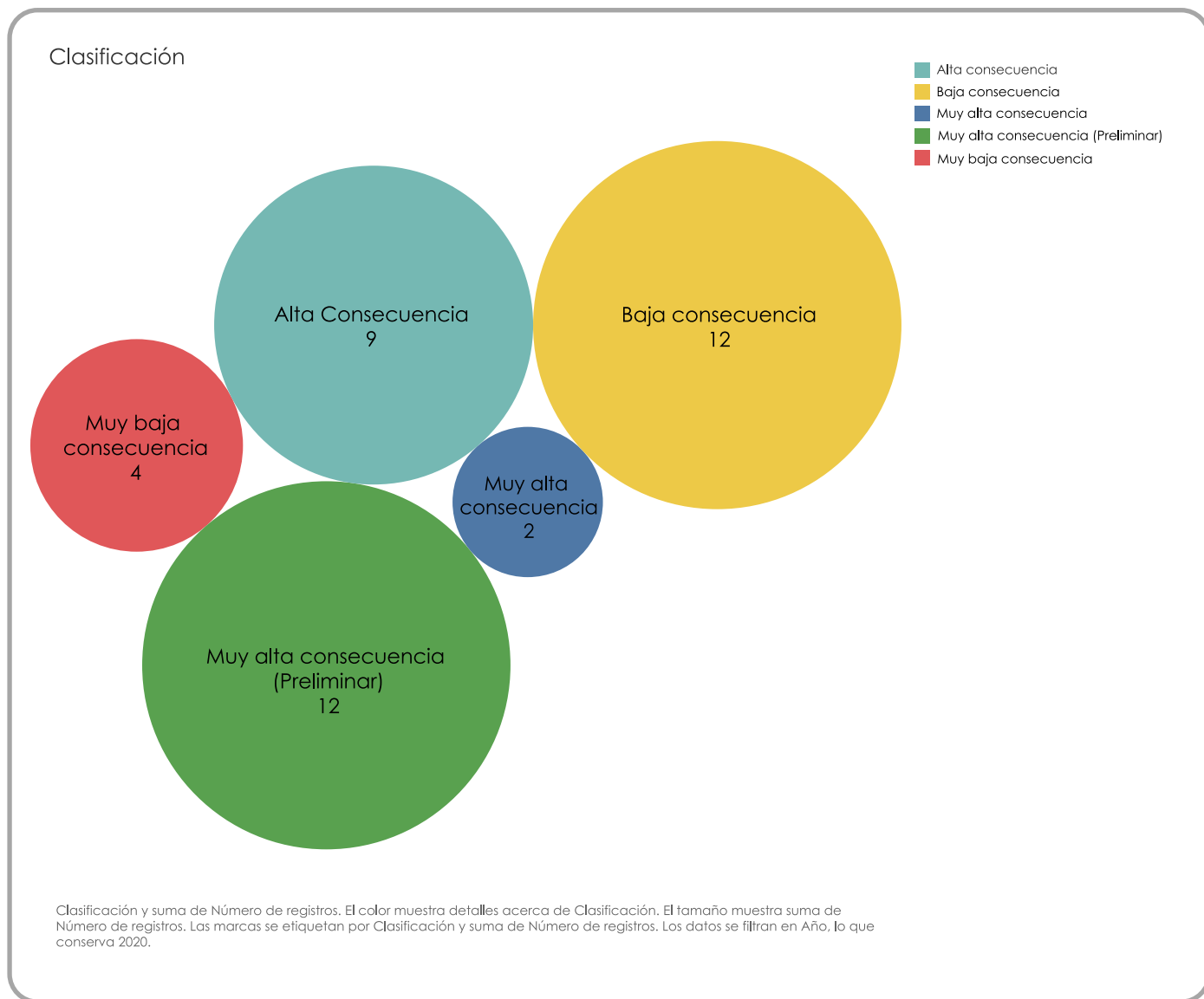
- Inspecciones rutinarias (Libro de inspecciones de rutina)
- Inspecciones intermedias (Libro de inspecciones intermedias)
- Informes trimestrales de inspecciones rutinarias
- Informe de inspección intermedia
- Inspecciones Especiales
- Inspecciones Extraordinarias
- Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia
- Plan de Preparación ante Emergencias
- Examen de Seguridad de Presas

Las presas de proyectos hidroeléctricos que se apegan al cumplimiento de la Norma de Seguridad de Presas deben tener más de 2.5 m de altura en su paramento o almacenar un volumen mayor a 30,000 m³ en sus estructuras hidráulicas. Asimismo, se clasifican de acuerdo al impacto generado ante una rotura y consecuente inundación o fallo operativo en el área de influencia.

6.1 Clasificación de presas

Las presas se caracterizan por tener un comportamiento en función del contexto del emplazamiento, los materiales de construcción, el mantenimiento que reciben así como la edad de las mismas. Existen presas en Guatemala que han cumplido con la expectativa de la vida útil teniendo que ser sometidas a intervenciones considerables para prolongar la vida operativa de las mismas. Aunado a esto, la alta actividad sísmica del país (en el cual convergen 3 placas tectónicas), el arrastre de sedimentos de los cauces fluviales debido a las malas prácticas de conservación de suelos, la falta de ordenamiento territorial, entre otros factores, hacen de la Seguridad de las Presas un tema de relevancia a nivel nacional.

Gráfica 1D. Clasificación de presas



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.2 Entrada En Operación

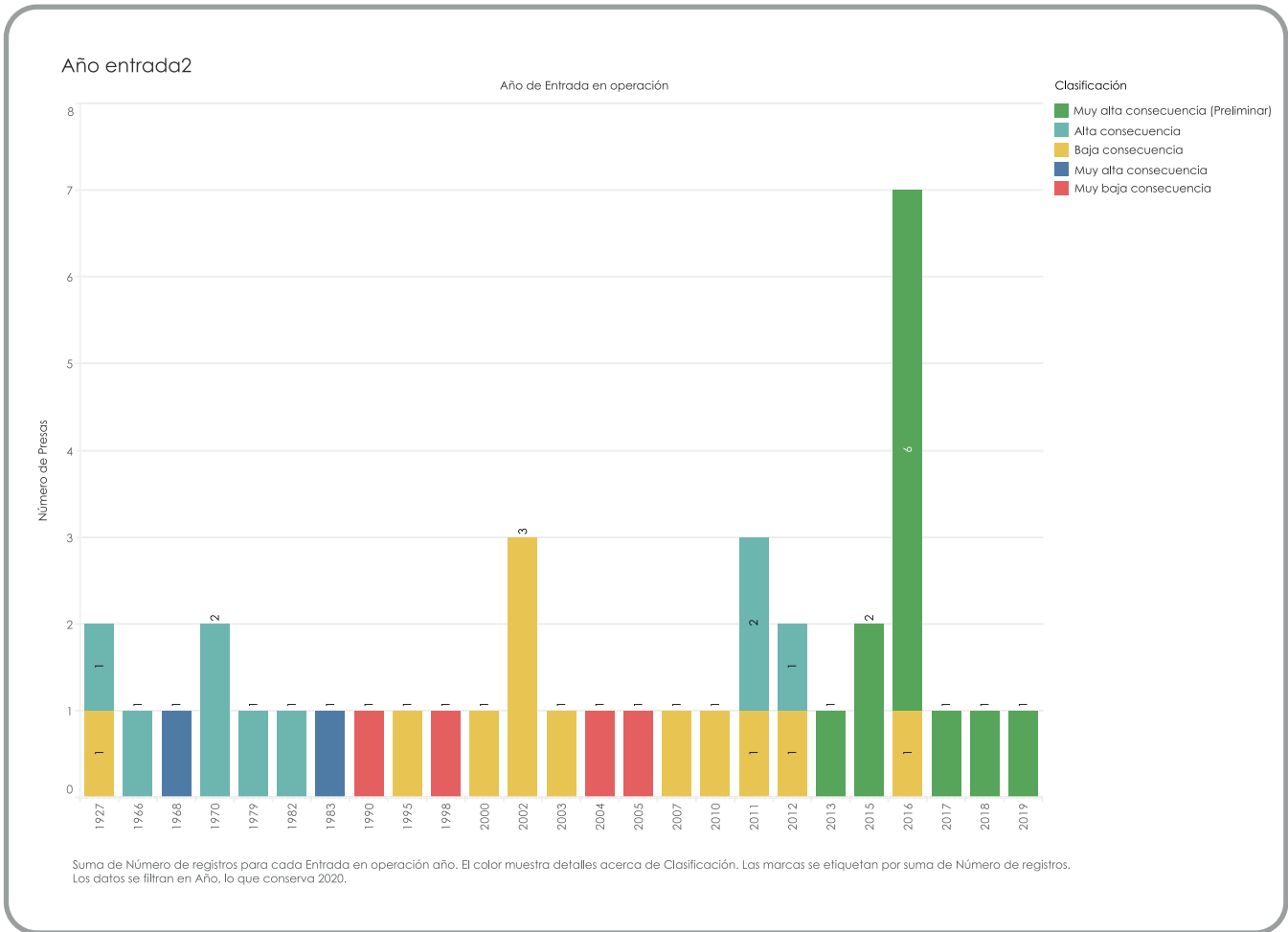
De las 40 presas que se encuentran bajo la fiscalización de la NSP, existen dos presas clasificadas como de muy alta consecuencia, El Porvenir, ubicada en San Pablo, San Marcos; y Chixoy, en San Cristóbal Verapaz, Alta Verapaz que equivale al 5%. Asimismo, el 23% de las presas se clasifica como alta consecuencia, 31% como baja consecuencia y 10% como muy baja consecuencia. De estas, 13 presas no cuentan con clasificación establecida por no tener aprobado o no haber realizado el primer Examen de Seguridad de Presas. En consecuencia, se le asigna la categoría preliminar de Muy Alta Consecuencia lo que implica que el programa de seguridad deberá ser más estricto hasta confirmar su consecuencia real.

En el año de 1927 entraron en operación 2 plantas: Santa María y El Salto, ambas propiedad de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE clasificadas como Alta y Baja consecuencia respectivamente. Esto resulta de suma importancia considerando que la presa más antigua de Guatemala (93 años) es clasificada como Alta consecuencia, significando que deberá ser sujeta a inspecciones rutinarias semanalmente según las disposiciones de la normativa vigente.

Asimismo, la NSP indica un plazo máximo para presentar el primer Examen de Seguridad de Presas -ESP- de 3 años desde el inicio de operaciones. De las 13 presas que no cuentan con clasificación de consecuencia, tres han entrado en el último trienio, 6 en el año 2016, 3 en el 2015 y 1 en el año 2013.

También es posible identificar que el 66% de las presas de Alta consecuencia tienen como mínimo 38 años de haber iniciado operaciones, cuestión de suma relevancia al momento de definir cuán riguroso debe ser el monitoreo de la obra, su operación y mantenimiento.

Gráfica 2D. Entrada en operación



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

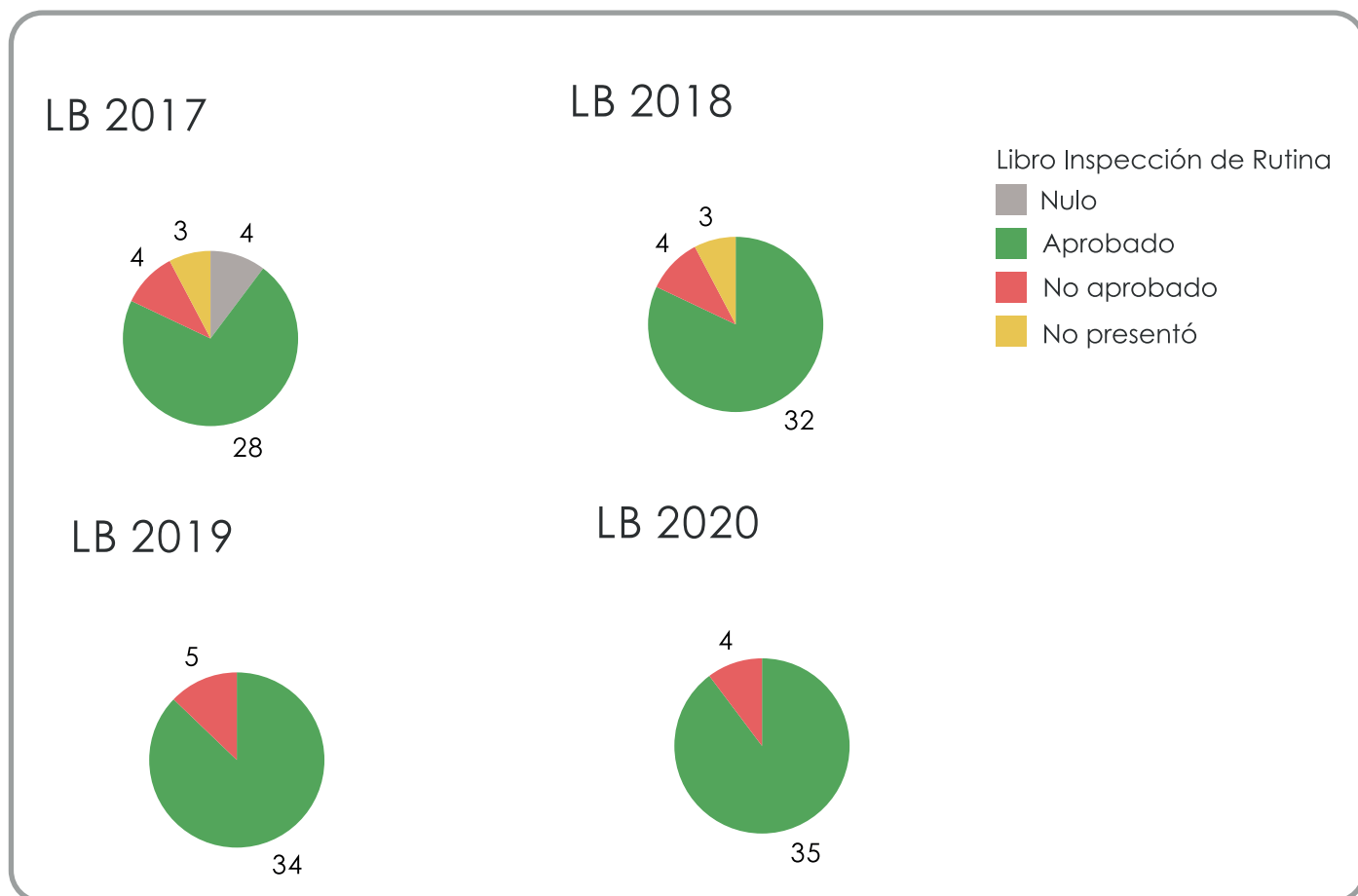
Cada año el Responsable de Presa debe solicitar la autorización del Libro de Inspecciones de Rutina y Libro de Inspecciones Intermedias debido a que durante las fiscalizaciones de campo realizadas por los analistas del Departamento de Normas y Seguridad de Presas, se pueden identificar áreas que deben someterse a inspección, específicamente por la evolución de las condiciones en campo.

6.3 Libro de Inspecciones de Rutina

El cumplimiento de la normativa ha sido progresivo para los Responsables de Presa, brindándose continua asesoría a estos respecto a la documentación que se debe entregar a la CNEE, lo cual ha incidido en un mayor cumplimiento de la NSP, contándose cada año con más Responsables de Presa que gestionan adecuadamente los documentos.

Es posible identificar un aumento de 15% de libros de inspección rutinaria aprobados del 2017 al 2019 así como un decremento del 8% en presas que no solicitaron la aprobación del documento. Durante el año 2019, 13% de los Responsables de Presa operaron sin contar con un libro de inspección rutinaria sin autorizar y 10% de los libros sin autorizar en el año 2020.

Gráfica 3D. Libro de inspecciones de rutina



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.4 Informe Trimestral De Inspección Rutinaria

La normativa requiere que de forma trimestral se reporten los resultados de las inspecciones rutinarias realizadas a las presas y estructuras accesorias. Durante el periodo de fiscalización de la normativa vigente es posible identificar que del 2017 para el 2019 ha aumentado el cumplimiento en la entrega de dichos informes, registrándose un promedio de 67% de cumplimiento en el año 2017, 77% en el 2018, 85% de cumplimiento en el año 2019 y 73% de cumplimiento en el año 2020. En las gráficas se evidencia un 80% de cumplimiento para el último trimestre del año 2020.

Asimismo, se evidencia que las presas clasificadas como Muy Alta consecuencia han entregado los informes trimestrales de inspección rutinaria en todos los casos, y de las presas clasificadas como Alta Consecuencia se han registrado incumplimiento en la entrega en 1 trimestre, siendo el caso de las hidroeléctricas La Perla, Los Esclavos y Palo Viejo, siendo en este caso el 4to. Trimestre del año 2020.

La mayoría de incumplimientos en la entrega de dicho informe corresponde a presas de Muy Alta consecuencia (preliminarmente) así como de Baja consecuencia.

Gráfica 4D. Informe trimestral de inspecciones de rutina



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.5 Libro de Inspección Intermedia

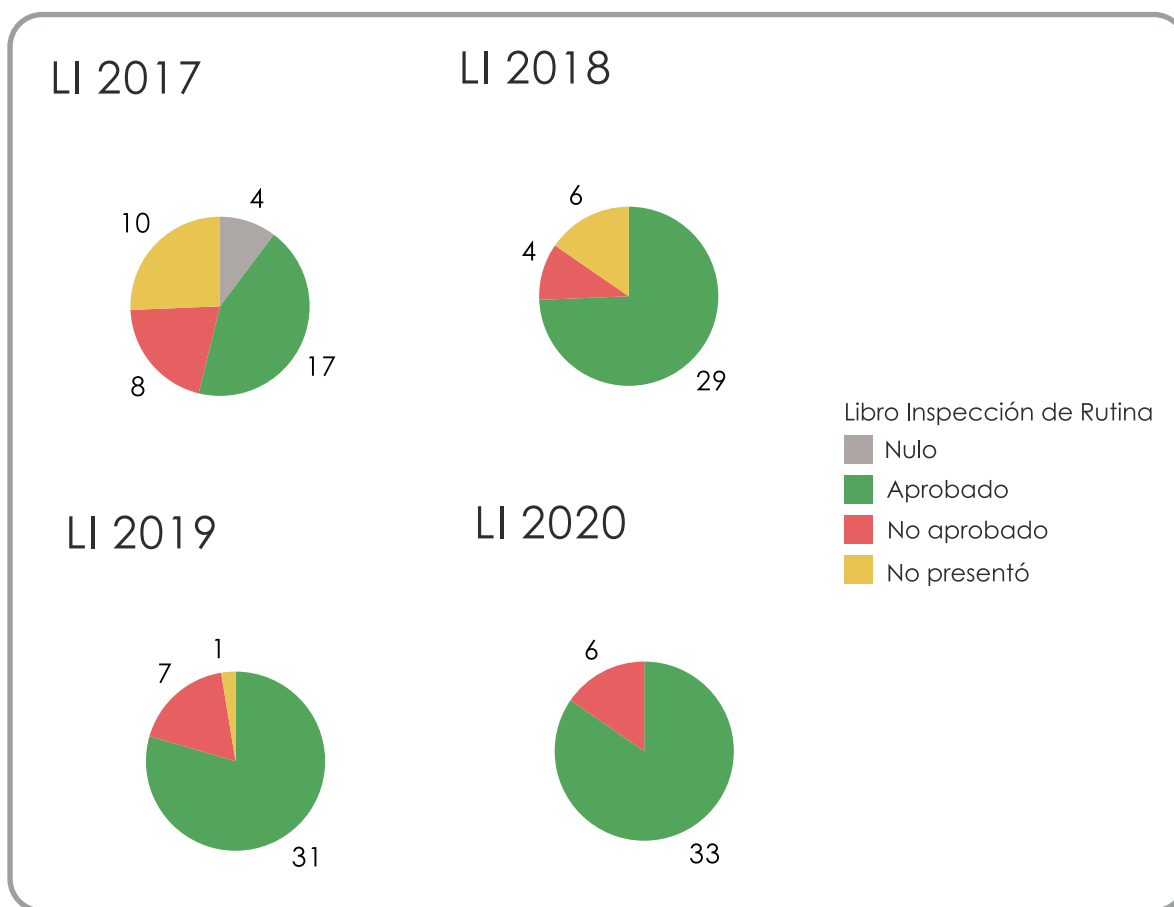
El libro de Inspección Intermedia consta de dos formularios ya que se deben realizar dos inspecciones durante el año. Una de estas debe coincidir con el mantenimiento mayor y la otra un semestre después o antes.

Dichas inspecciones son de carácter más estricto que las rutinarias incluyendo la prueba operativa del equipamiento electromecánico así como enfoque geológico, estructural e hidráulico durante la realización de las mismas.

Para esto es necesaria la autorización del libro de inspección cada año, verificando los ítems de chequeo que conformaran la inspección.

Se evidencia un aumento en el cumplimiento en relación de la autorización de Libros de Inspección Intermedia. En el año 2017 se registran 44% de libros autorizados, en el 2018, 74%, en el 2019, 80% y en el año 2020 85%. También ha disminuido la cantidad de presas que no han gestionado la autorización del documento, de 26% en el año 2017, a 3% en el año 2019.

Gráfica 5D. Libro de inspección intermedia



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.6 Informe de Inspección Intermedia

El informe de Inspección Intermedia representa el documento que registra menos cumplimiento de las NSP. En la anterior normativa, (CNEE-99-99), dicho requerimiento tuvo un cumplimiento mínimo por lo que se considera un aumento considerable en la realización de dichas inspecciones y presentación de los respectivos informes.

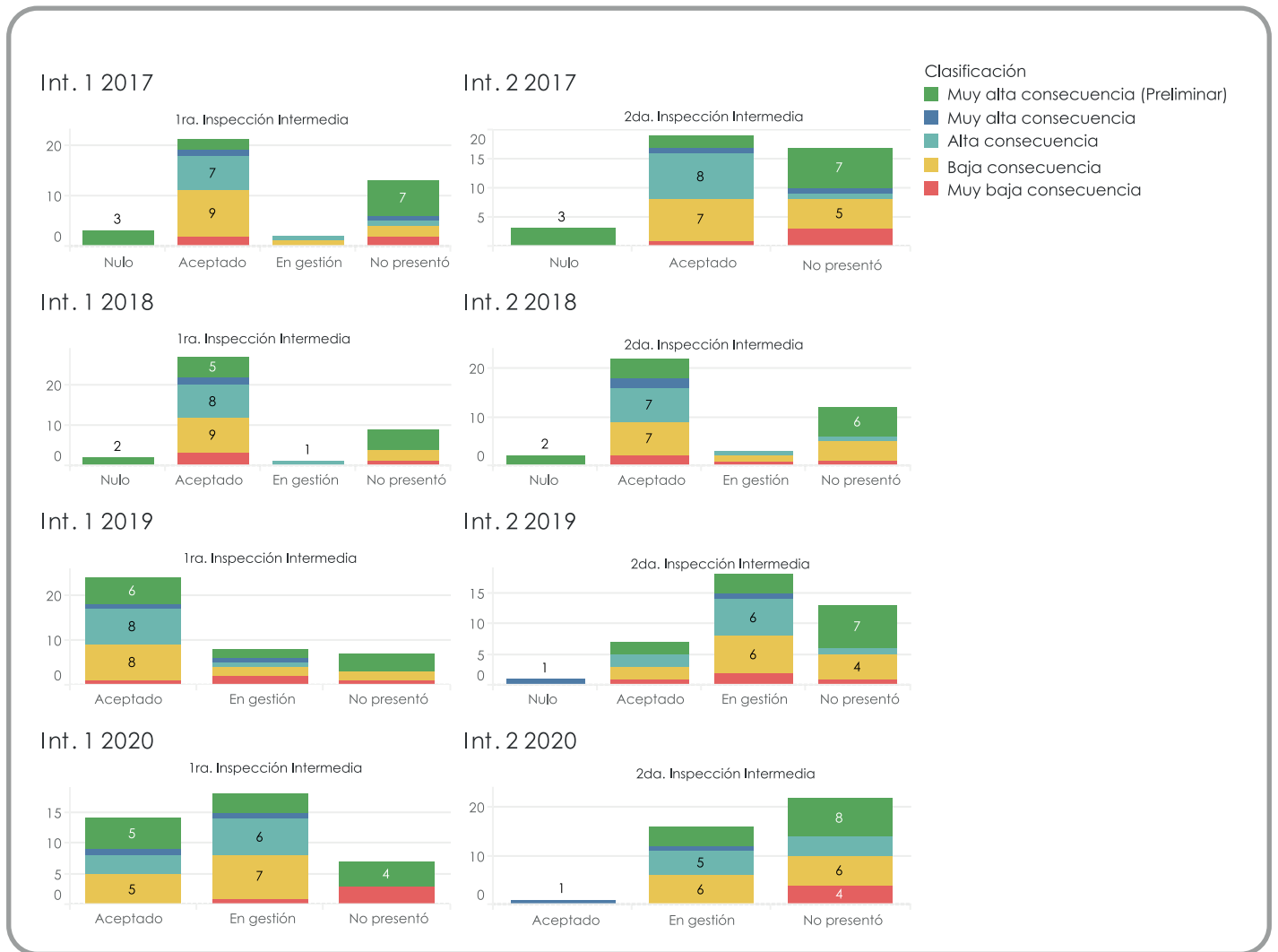
Durante el año 2017 se registró un incumplimiento en la presentación de los informes del 49, durante el primer y segundo semestre respectivamente. En el año 2018 se registró un incumplimiento del 36% y 85% para ambos semestres; para el año 2019 un incumplimiento de 23% y 41% para dichos semestres y de la misma forma un incumplimiento de 62% y 100% en el año 2020. En el último semestre de 2020 refleja el 100% debido a quien ninguno ha sido aprobado como se aprecia en la gráfica anterior.

En el año 2017 para ambos semestres, una presa de Muy Alta Consecuencia y una de Alta consecuencia omitieron la presentación de los informes. La presa de Muy Alta consecuencia que omitió la presentación del informe corresponde a El Porvenir, la cual sufrió un falló en la tubería de presión y se encuentra fuera de operación desde el año 2015.

Para el año 2018 en el segundo semestre, una presa de Alta consecuencia omitió la presentación del informe, siendo esta la hidroeléctrica La Perla. Para ambos semestres el 63% de los incumplimientos los registraron presas que no cuentan con clasificación definida, es decir de recién inicio de cumplimiento de la normativa.

Asimismo, es posible identificar que el mayor incumplimiento en la entrega de informes se da durante el segundo semestre, registrándose aumento promedio en la omisión de la presentación del 12% respecto el primer semestre.

Gráfica 6D. Informe de inspección intermedia



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.7 Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia -MOMV-

El Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia -MOMV- es el documento que define la metodología de operación segura de una presa y sus estructuras, así como los lineamientos necesarios para que las tareas de mantenimiento y vigilancia se realicen adecuadamente, pudiendo identificar oportunamente cualquier signo de fallo en las estructuras.

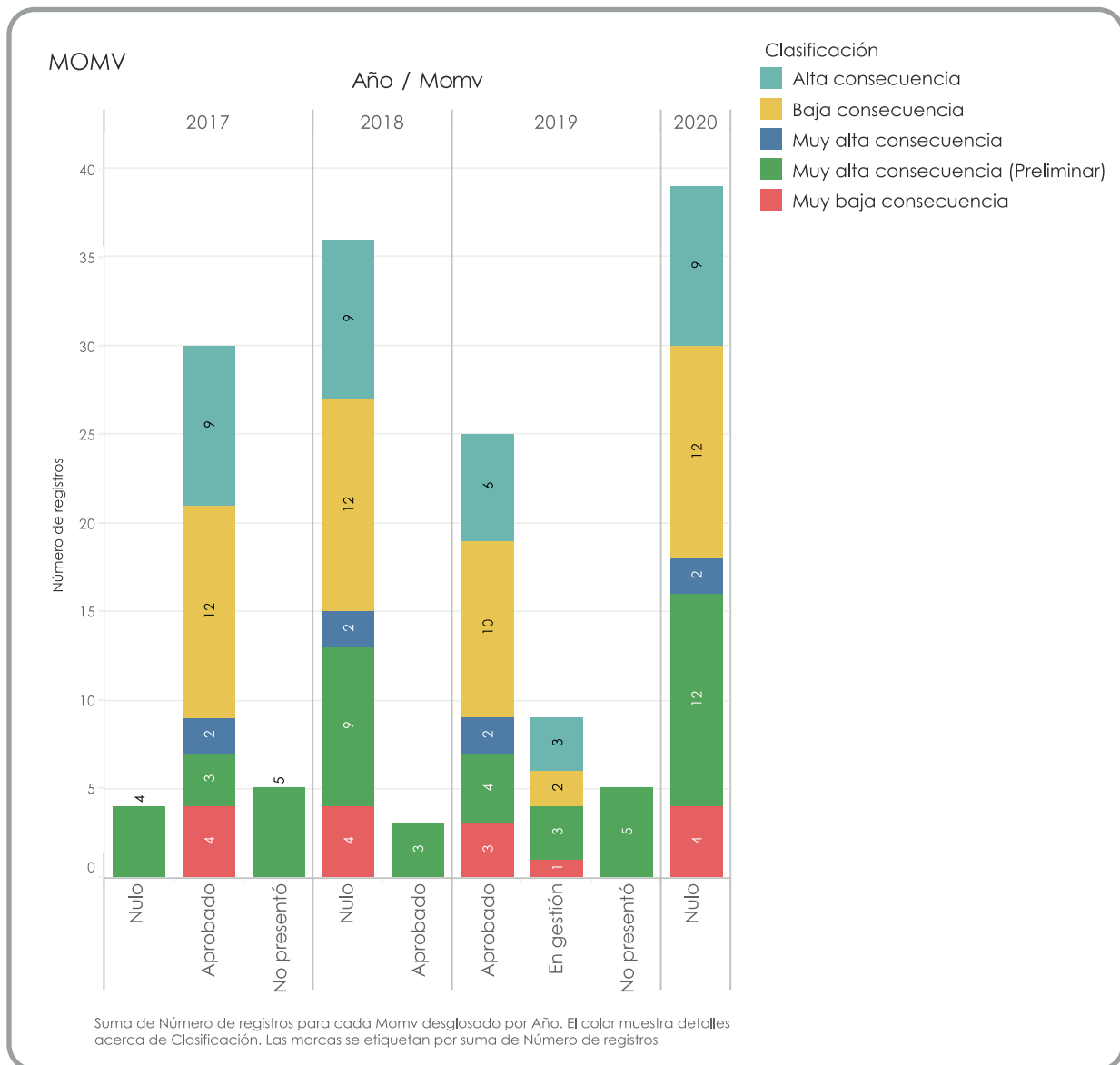
Este documento debe entregarse durante los años impares, a excepción de las presas que no cuentan con documento vigente, los cuales deberán gestionarlo a la brevedad posible.

En el año 2017, 10% de las presas omitieron la presentación de dicho documento siendo todas estas de Muy Alta Consecuencia (preliminar), lo cual indica un retraso en el inicio del cumplimiento de la normativa para estos proyectos de reciente entrada en operación.

El año 2019 presentó un incumplimiento del 10% igual al del periodo anterior. De igual forma corresponde el incumplimiento a presas de Muy Alta Consecuencia (preliminar).

Para el año 2018 se aprobó el documento para 3 presas, El Recreo II, El Cóbano y Renace IV Fase 2, todas de Muy Alta Consecuencia (preliminar), lo cual indica el inicio progresivo del cumplimiento de la normativa para estos proyectos.

Gráfica 7D. Manual de Operación, Mantenimiento y Vigilancia



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.8 Plan de Preparación ante Emergencias -PPE-

El Plan de Preparación ante Emergencias -PPE- es un documento de prevención de alta relevancia, el cual contiene la identificación de las potenciales emergencias que se puedan derivar en una presa, sus causas, la forma de tratar dichas emergencias, así como los mecanismos necesarios para alertar dentro del área de influencia a actores como a personas vulnerables ante un evento.

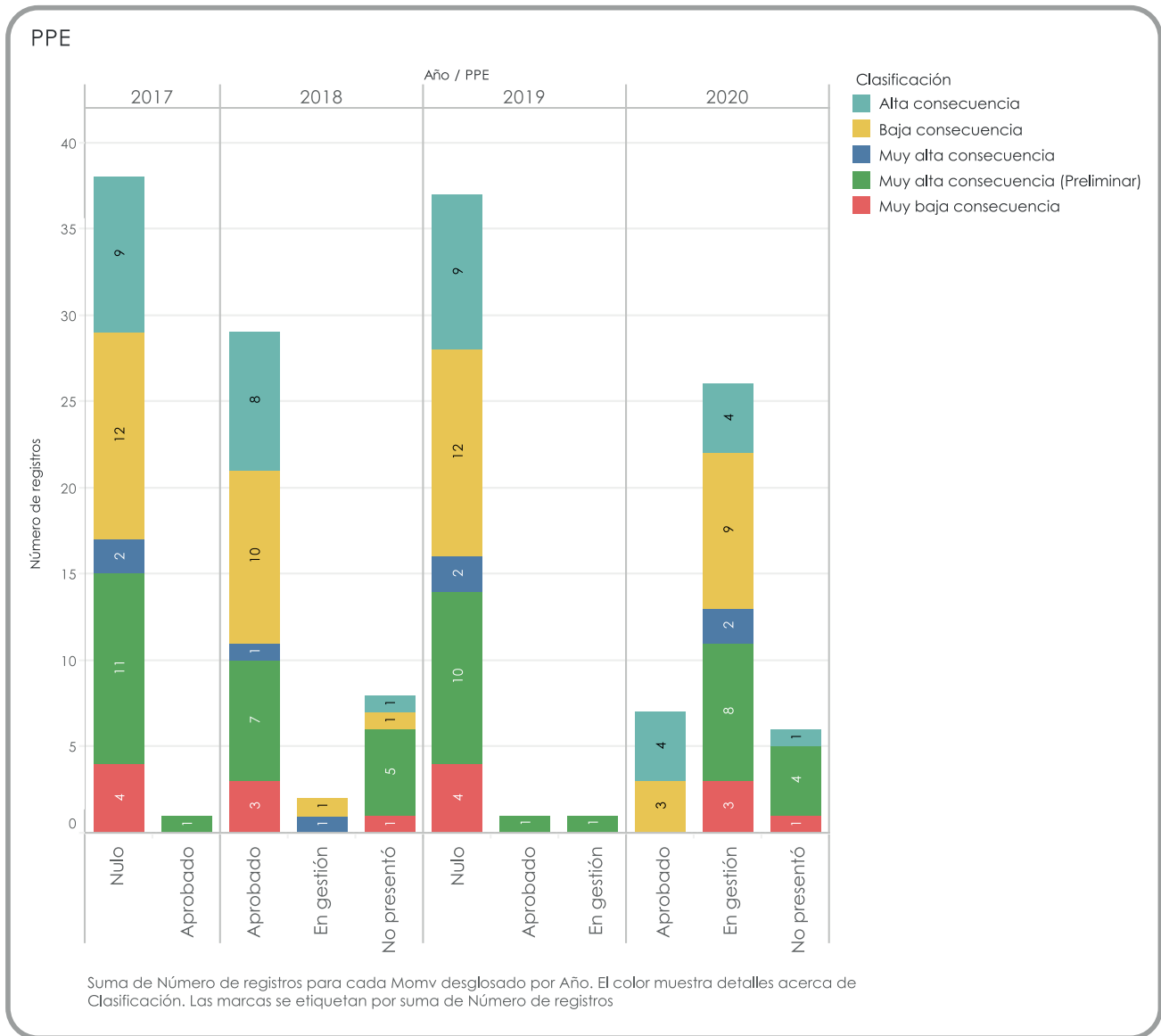
Dichos documentos se entregan en año par (2018), registrándose un cumplimiento en la entrega de los mismos del 80%.; 74% de las presas cuentan con un PPE aprobado mientras que 3% de dichas presas tienen en gestión la aprobación del documento. Asimismo, 21% de las presas no presentaron PPE en el año requerido, siendo una de ellas de Alta Consecuencia (La Perla). El 71% de los incumplimientos son registrados por presas de Muy Alta Consecuencia (preliminar), evidenciándose un retraso en el inicio del cumplimiento de la normativa.

Para el año 2017 se aprobó un PPE correspondiente a Xacbal Delta, siendo este el primer PPE vigente de dicha presa. En el año 2019 se aprobó el primer PPE de la presa Oxec mientras que la presa La Libertad tiene en gestión la aprobación del primer PPE.

Del año 2018, una presa de Muy Alta Consecuencia cuenta con PPE aprobado (Chixoy), mientras que la otra (El Porvenir) se encuentra ya aprobado. A excepción de La Perla que no lo presentó, todas las presas de Alta Consecuencia cuentan con PPE ya aprobado.

Para el año 2020 se tiene un cumplimiento del 85% en la entrega del PPE, de los cuales un 19% de los documentos presentados se han aprobado por la CNEE y un 81% se encuentran en gestión actualmente.

Gráfica 8D. Plan de Preparación ante Emergencias



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas

6.9 Última fiscalización

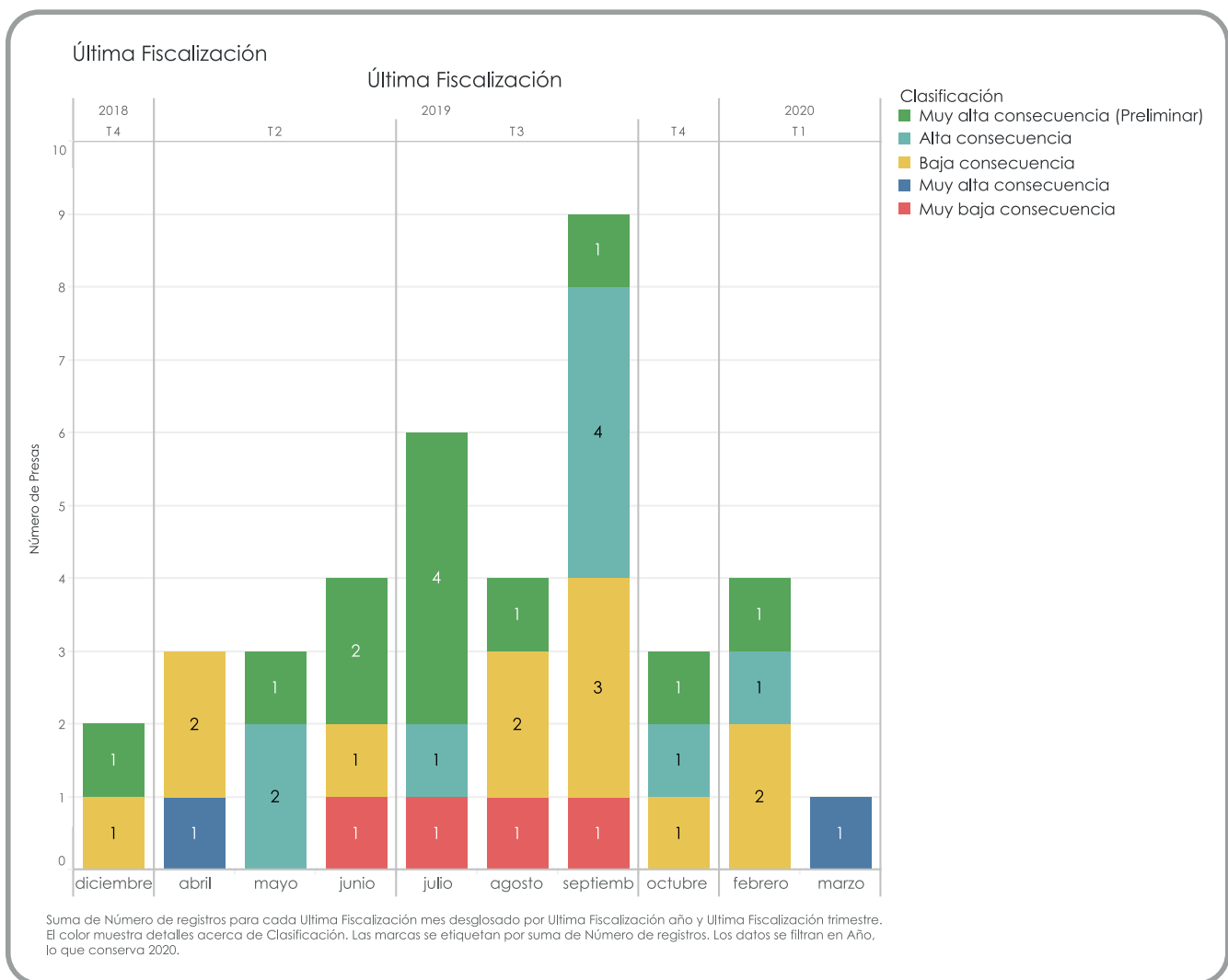
Además de los documentos que conforman el Programa de Seguridad de las presas, las inspecciones de campo realizadas por el Responsable de la presa y sus correspondientes informes, la CNEE realiza anualmente visitas de campo a las 39 presas que se encuentran bajo la fiscalización de la NSP.

Durante el año 2019 se visitó la totalidad de presas de Muy Alta y Alta consecuencia. El tercer trimestre registró la mayoría de fiscalizaciones de ese año; fue un 46%, habiéndose visitado un total de 37 presas durante el año 2019.

De las presas que no se fiscalizaron el presente año, 2 de ellas presentan problemática social, representando un riesgo a la seguridad del personal. Por otra parte, El Manantial no permitió el ingreso del personal para la fiscalización de ese año por lo que la última visita fue realizada en el año 2018.

Durante el año 2020 únicamente se fiscalizó una hidroeléctrica (Chixoy) lo que representa el 3% del total debido a los efectos de la pandemia COVID 19 surgidos desde marzo de 2020 a la fecha.

Gráfica 9D. Última fiscalización



Fuente: Registros Departamento de Control y Seguridad de Presas




CNEE

Comisión
Nacional de
Energía Eléctrica

2021


INFORME ESTADÍSTICO

Gerencia *de*
Fiscalización
y **N o r m a s**

 (502) 2290-8000,
Fax: (502) 2290-8002

 <http://www.cnee.gob.gt/>

 AtencionCNEE@cnee.gob.gt

 4a Avenida, 15-70 Zona 10,
Edificio Paladium, Nivel 12
Ciudad de Guatemala, Guatemala

cneeguatemala

