

COMPENDIO ESTADÍSTICO 2016



GERENCIA DE REGULACIÓN DE CALIDAD

*Calidad de servicio en
distribución y transmisión*



GERENCIA DE REGULACIÓN DE CALIDAD

COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ingeniero PhD Byron Iban Azurdia Martínez
Gerente de Regulación de Calidad

Ingeniero Luis Mauricio Saquilmer Mendoza
Jefe del Departamento de Gestión Técnica y Verificación de Instalaciones

Arquitecto Marvin Rodrigo Morales Batz
Master of Business Administration
Jefe del Departamento de Calidad Comercial

Ingeniero Maynor Ariel de la Cruz España
Jefe del Departamento de Calidad de Producto y Servicio

Ingeniero Jorge Iván Ávila Rosales
Encargado de la Unidad de Apoyo a Empresas Municipales

Ingeniero Marlon Lenin Girón Vielman
Encargado de la Unidad de Informática y Control Estadístico

Contenido

1	Indicadores de Calidad	6
2	Calidad del Servicio de Transmisión	6
2.1	Producto Técnico	6
2.1.1	Regulación de Tensión	6
2.1.2	Desbalance de Corriente	8
2.1.3	Factor de Potencia	9
2.2	Servicio Técnico	11
2.2.1	Indisponibilidades Forzadas	13
2.2.2	Indisponibilidades Programadas	14
3	Calidad de Servicio Distribución	17
3.1	Producto Técnico	18
3.1.1	Regulación de Tensión	18
3.1.2	Indicadores Individuales	18
3.1.3	Mejora de Calidad de Producto Técnico	20
3.1.4	Indicadores Globales	22
3.1.5	Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos	24
3.2	Servicio Técnico	25
3.2.1	Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)	25
3.2.2	Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)	27
3.2.3	Indicadores Globales atribuibles al Distribuidor	28
3.2.4	Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)	28
3.2.5	Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)	28
3.2.6	Fallas de larga duración	29
3.2.7	Causas de interrupciones que invocan Fuerza Mayor	30
3.3	Estadísticas de Fiscalización	31
3.3.1	Inspecciones de Campo	31
3.3.2	Producto y Servicio Técnico	31
3.3.3	Producto Técnico	32
3.4	Calidad del Servicio Comercial	34
3.4.1	Porcentaje de Reclamos -R%-	35
3.4.2	Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos -TPPR-	35
3.4.3	Tiempo Medio -TM-	36
3.4.4	Notificación de las Interrupciones Programadas	38
3.4.5	Solicitudes de Servicios Nuevos sin y con Modificación de Red	38

3.4.6	Reconexiones.....	40
3.4.7	Corte sin Razón	40
3.5	Actividades de Campo 2016.....	42
3.5.1	Supervisión Agencias Comerciales	42
3.5.2	Ruta se Lecturas.....	43
3.5.3	Supervisión de la Verificación de la Precisión de Medidores en Campo y Laboratorio.....	44
3.5.4	Inspecciones de Campo	45
3.5.5	Sustitución de Medidores	45
3.6	Atención al Usuario	45
3.7	Estadísticas actividades de las Empresa Eléctricas Municipales.....	46
3.7.1	Usuarios a los que les presta el servicio de Distribución las Empresas Eléctricas Municipales.	46
3.7.2	Envíos de Información de las Empresas Eléctricas Municipales.....	47
3.7.3	Calidad Comercial	48
3.7.4	Calidad del Producto Técnico.....	49
3.7.5	Calidad del Servicio Técnico.....	51
3.7.6	Procedimiento para el levantamiento del sistema de distribución de las Empresas Eléctricas Municipales.	51
3.7.7	Interrupciones por circuito de las Empresas Eléctricas Municipales.....	54
3.7.8	Actividades de apoyo Técnico con las EEMs.	55
3.7.9	Evaluación de las puestas a tierra instaladas en la red de distribución de las EEMs.	55
3.7.10	Uso de Termografía para detección de puntos calientes.....	56
4	Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución - NTDOID	57
4.1	Monitoreo de Mantenimientos de Distribución.....	58
4.1.1	Planes de mantenimiento anual de Distribución.....	58
4.1.2	Análisis del Estado de las Redes de Distribución	62
4.1.3	Seguimiento Plan de Mejora 2016– EEGSA, DEOCSA y DEORSA.....	65
4.2	Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Transporte.....	66
4.2.1	Monitoreo de Mantenimientos de Transmisión	67
4.2.2	Mantenimiento Líneas de Transporte.....	68
4.2.3	Mantenimientos Subestaciones de Transporte.....	70
4.2.4	Mantenimiento a Protecciones, Sistema de Transporte.....	71
4.2.5	Investigación de eventos especiales	72

4.3	Verificación de Instalaciones de Distribución.....	74
4.3.1	Atención de Denuncias NTDOID 2006-2016	77
4.3.2	Fiscalización de programa de inspección de distancias de seguridad	79
4.3.3	Fiscalización de programa de reemplazo de transformadores sobrecargados	81
4.3.4	Fiscalización de subestaciones importantes del Sistema Nacional Interconectado.....	82
4.3.5	Fiscalización de sistemas de tierras de distribución	83
5	Multas de Indemnizaciones.....	84
6	Estadísticas de transporte y distribución	85
6.1	Información del Servicio de Transporte	85
6.2	Información del Servicio de Distribución.....	87
6.2.1	Distribuidores con más de 100,000 usuarios	87
6.2.2	Distribuidores con menos de 100,000 usuarios.....	90
7	Encuesta de Calidad	92
8	Lista de Acrónimos.....	94
9	Lista de Tablas y Gráficas.....	96
9.1	Ilustraciones	99

1 Indicadores de Calidad

2 Calidad del Servicio de Transmisión

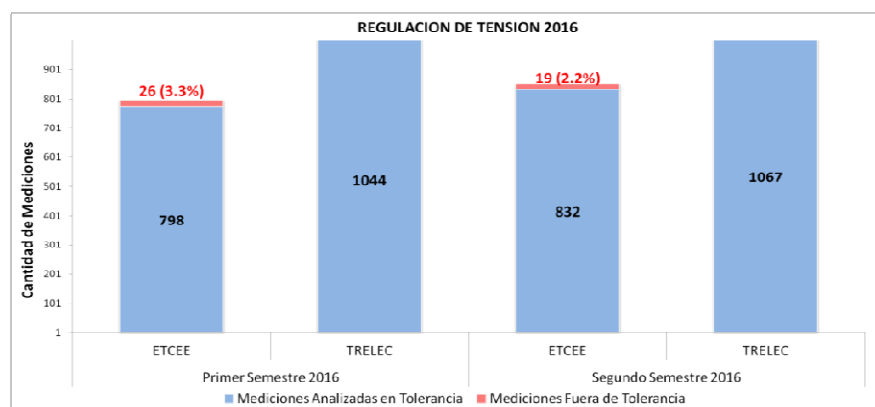
2.1 Producto Técnico

La Calidad del Producto Técnico está asociada a la calidad de las señales de Tensión y Corriente en los puntos frontera de las redes de los transportistas, las cuales deben mantenerse entre los rangos de tolerancia permitida en la normativa, así como no presentar perturbaciones que excedan las tolerancias vigentes. Los transportistas deben prestar a los participantes conectados a su sistema de transporte un servicio de calidad según lo establecen las Normas Técnicas de la Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS– y los participantes conectados al Sistema de Transporte deben cumplir con sus obligaciones en cuanto a la carga que conectan a dicho sistema, el control de la Calidad del Producto Técnico se encuentra establecido en dichas normas en las cuales se definen los parámetros e índices de referencia, las mismas son de aplicación obligatoria para los transportistas y todos los participantes que hacen uso de dichos sistemas. Los datos y gráficas del presente apartado fueron realizados con base en la información que los transportistas y el AMM remite mensualmente, quedan sujetos a actualizaciones según los procesos de validación y auditorías que realice la CNEE.

2.1.1 Regulación de Tensión

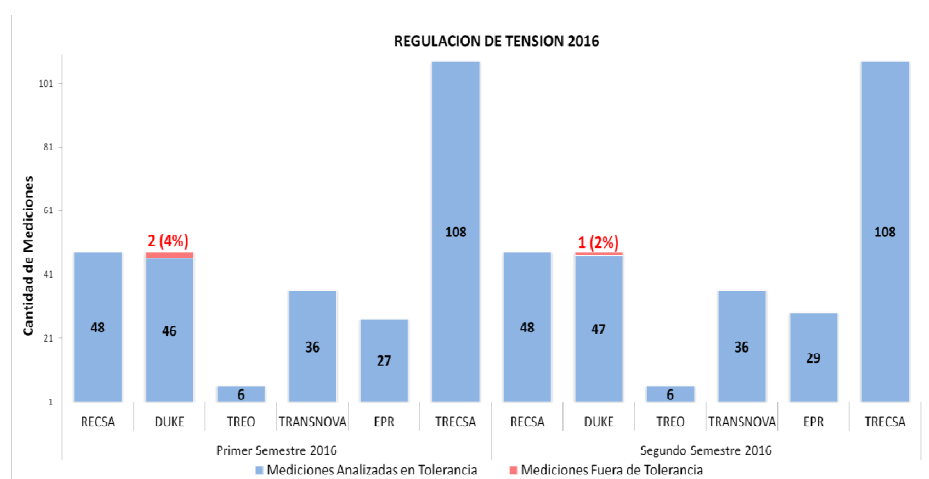
El parámetro de regulación de tensión indica la desviación porcentual del valor de tensión medido en un instante k respecto al valor nominal, el índice para evaluar la tensión en el punto de conexión del Transportista con los Participantes, se determina como el valor absoluto de la diferencia entre la 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, el período de las mediciones para el parámetro de regulación de tensión es mensual, el intervalo de medición es cada 15 minutos, las mediciones se efectúan en cada uno de los puntos de conexión del sistema de transporte con los Participantes.

Gráfica 1. Puntos Fuera de tolerancia - Regulación de Tensión (ETCEE y TRELEC)



Fuente: Información regulatoria del Transportista

Gráfica 2. Puntos fuera de tolerancia - Regulación de Tensión (RECSA, DUKE, TREO, TRANSNOVA, EPR y TRECSA)

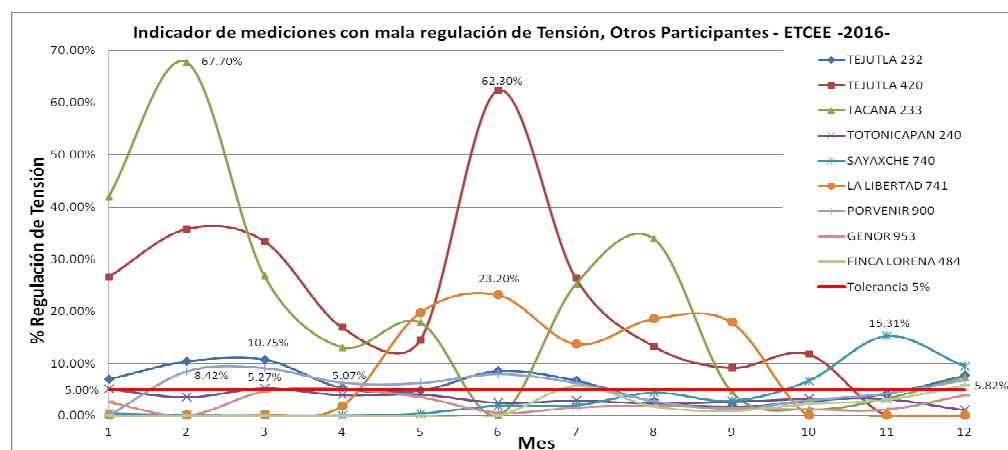


Fuente: Información regulatoria del Transportista

En los gráficos anteriores, se puede observar el comportamiento de los puntos fuera de tolerancia a lo largo del 2016, se observa que ETCEE y DUKE tiene una tendencia casi constante en cuanto al porcentaje de mediciones fuera de tolerancia. La incidencia de los participantes en la Calidad del Producto Técnico se realiza mediante mediciones las cuales son realizadas en los puntos que los transportistas consideren necesarios, esto con el objetivo de identificar a los participantes que afecten la calidad del servicio en el sistema de transporte, las mediciones se evalúan para identificar transgresiones a las tolerancias por parte de los participantes a efecto de limitar su incidencia en la calidad del servicio del sistema de transporte.

Para el caso de ETCEE, se muestra a continuación la evolución de los 9 puntos de medición que transgredieron la norma durante el 2016.

Gráfica 3. Mediciones fuera de tolerancia - Regulación de Tensión (ETCEE)

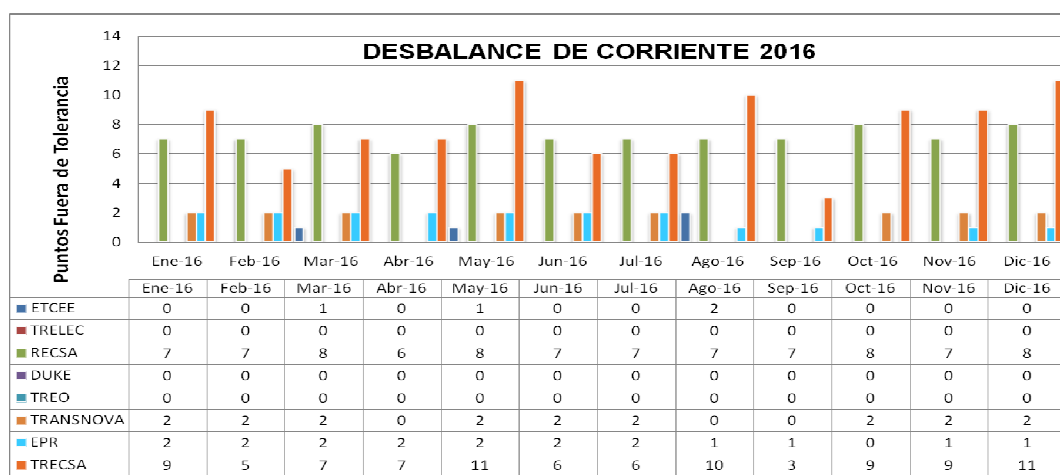


Fuente: Información regulatoria del Transportista

2.1.2 Desbalance de Corriente

La transgresión al indicador de desbalance de corriente, se determina sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase, medidos en el punto de entrega (Transportista-Participante). Actualmente la Resolución CNEE-50-99 establece 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 mayor al cinco por ciento (5%), del correspondiente al período de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance de corriente excedió el rango de tolerancia establecida. Las Normas de Calidad establecen que el control del Desbalance de Corriente será efectuado por el Transportista, en los puntos de entrega que considere necesarios.

Gráfica 4. Puntos Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia – Desbalance de corriente (Todos los Transportistas)



Fuente: Información regulatoria del Transportista

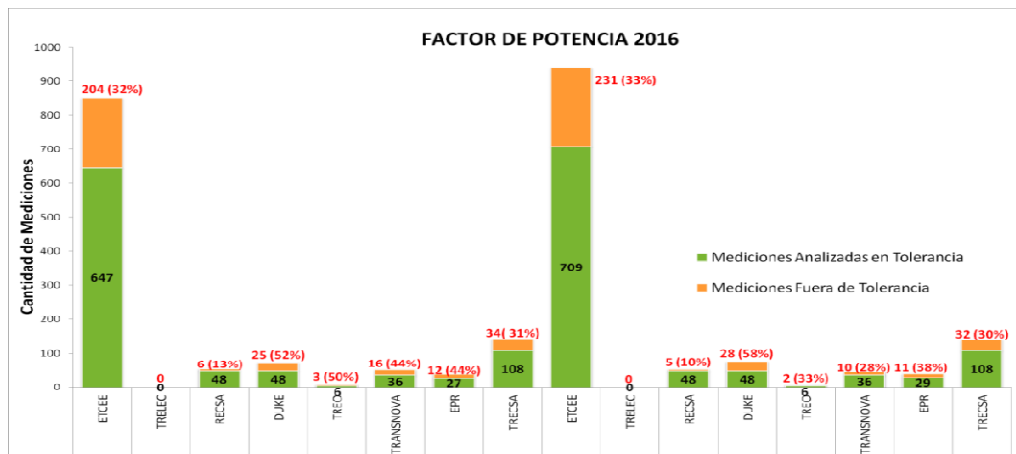
Durante el 2016 RECSA y TRECSA fueron los transportistas que mas reportaron puntos fuera de tolerancia; TRELLEC, DUKE y TREO no reportan, EPR y TRANSNOVA, promedian dos puntos y ETCEE reporta menos de una medición promedio fuera de tolerancia de los circuitos de los Distribuidores y Empresas Eléctricas Municipales conectadas a sus instalaciones. El Administrador del Mercado Mayorista –AMM– efectuó el análisis mensual de las mediciones efectuadas por cada uno de los transportistas que reporta a CNEE las mediciones que no cumplían con la tolerancia establecida para el parámetro de Desbalance de corriente.

2.1.3 Factor de Potencia

La normativa contempla 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 a superior, adicionalmente para los generadores establece que estos deberán contar con equipos necesarios que permitan el control de tensión y suministro de potencia reactiva dentro de los límites de su curva de operación. El objetivo de establecer estos controles es limitar la incidencia de los participantes en la Calidad del Producto Técnico del Sistema de Transporte. El AMM efectuó el análisis mensual de las mediciones efectuadas por cada uno de los transportistas que reporta a CNEE las

mediciones que no cumplieran con la tolerancia establecida para el parámetro de Factor de Potencia.

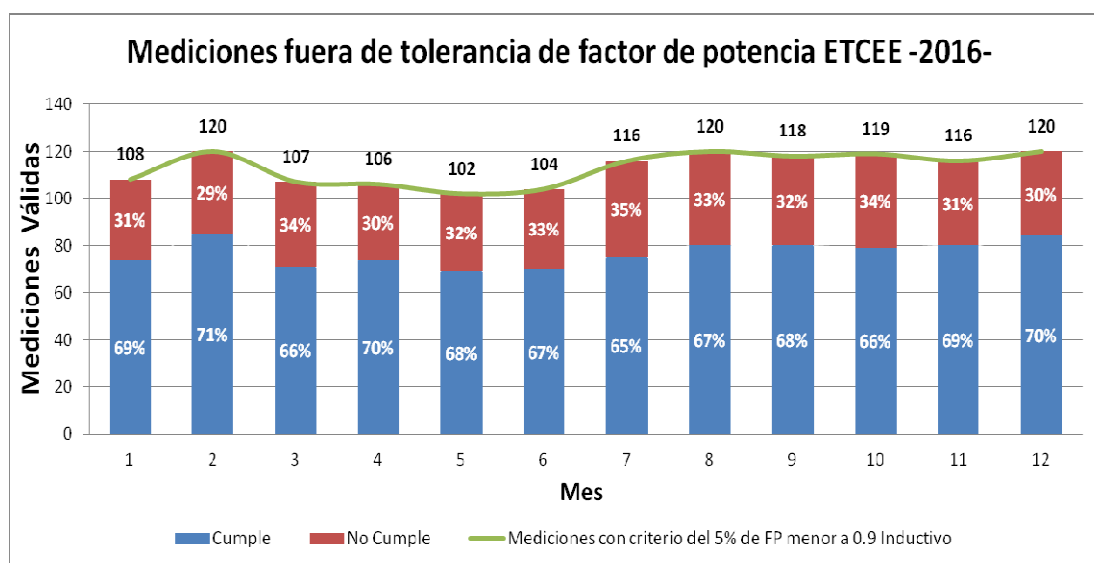
Gráfica 5. Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia Factor de Potencia. (Todos los Transportistas)



Fuente: Información regulatoria del Transportista

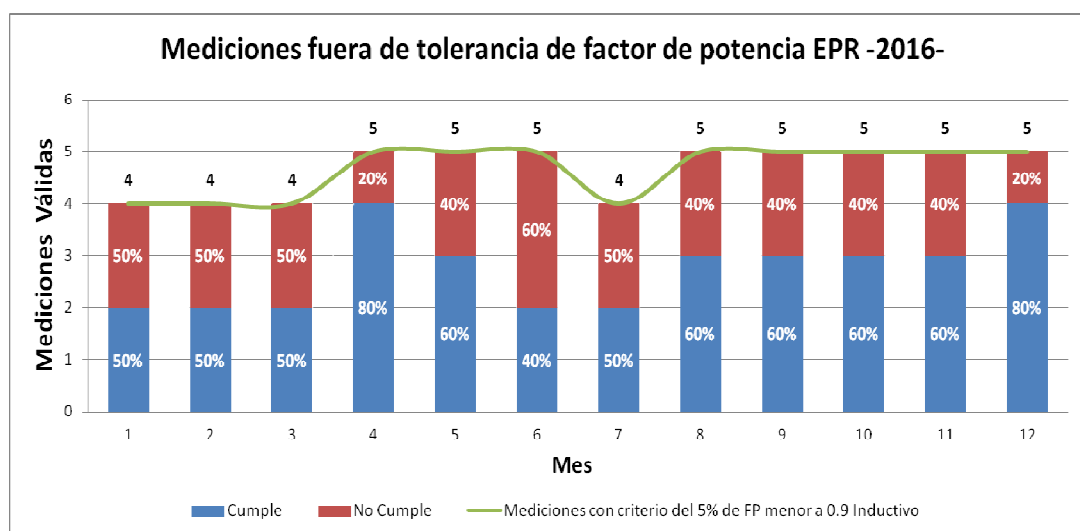
La Gráfica muestra el porcentaje de mediciones que como mínimo registraron al menos una vez dentro del período de control mensual, la transgresión a la tolerancia de 0.90 por Factor de Potencia en las cargas conectadas al Sistema de Transporte. Para el caso de ETCEE y EPR, se muestra a continuación la evolución de las mediciones durante el 2016.

Gráfica 6. Mediciones Fuera de tolerancia – Factor de Potencia (ETCEE)



Fuente: Información regulatoria del Transportista

Gráfica 7. Mediciones Fuera de tolerancia – Factor de Potencia (EPR)



Fuente: Información regulatoria del Transportista

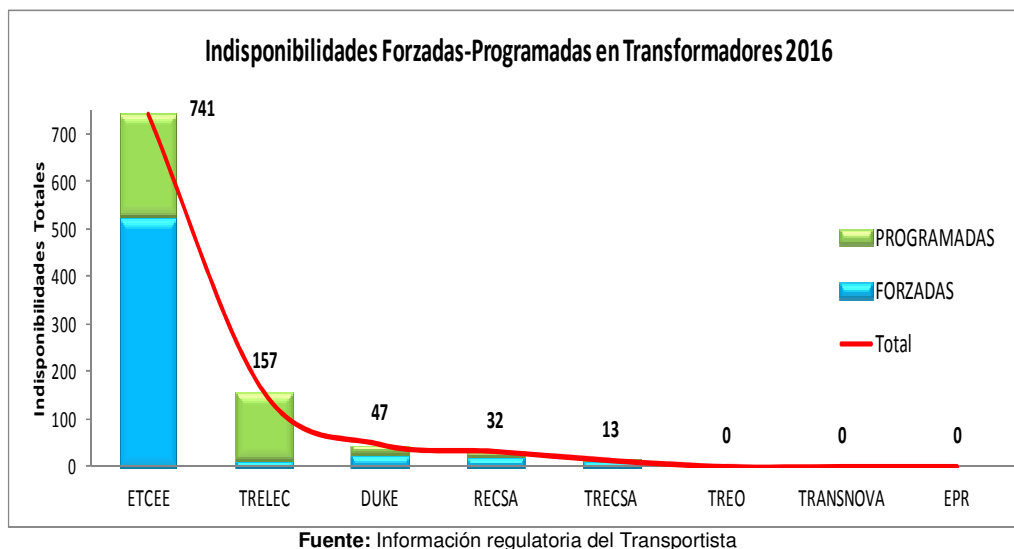
2.2 Servicio Técnico

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 períodos 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 período de control será mensual. Dentro de la evaluación de Calidad del Servicio Técnico de transporte 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 transmisión de forma mensual de acuerdo a lo establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones –NTCSTS–, con la finalidad de establecer si la calidad del Servicio Técnico se encuentran dentro de las tolerancias establecidas para los índices de Calidad; las tolerancias a las indisponibilidades para cada una de las líneas de transmisión depende de la categoría y nivel de tensión. Los datos y gráficas del presente apartado fueron elaborados con base en la información que el

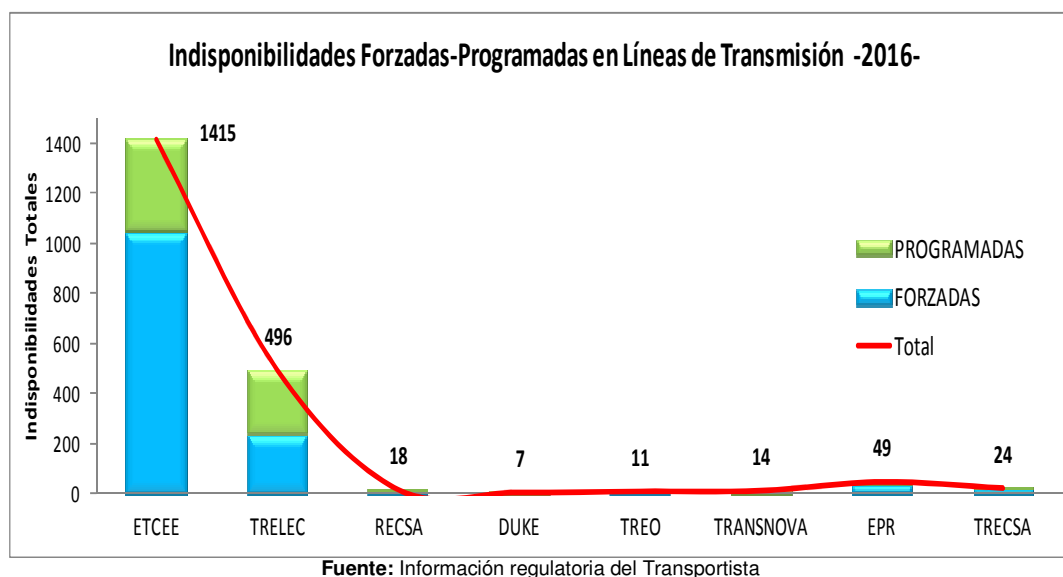
AMM y los transportistas remiten mensualmente, los mismos pueden variar según los resultados de las acciones de revisión y auditoría.

Gráfica 8. Cantidad de Indisponibilidades de Transformadores



La gráfica anterior muestra la cantidad de indisponibilidades registradas en transformadores de la red de transporte, el gráfico considera todas las indisponibilidades menores o mayores a 10 minutos de duración, cabe indicarse que únicamente las indisponibilidades mayores a 10 minutos son objeto de sanción como lo establece el marco regulatorio vigente.

Gráfica 9. Cantidad de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión



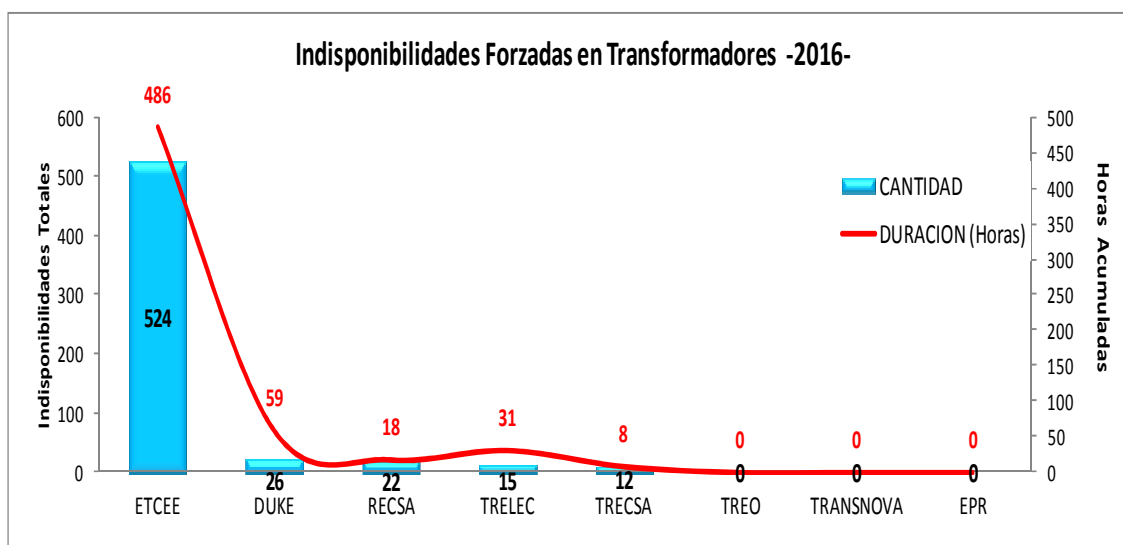
La gráfica anterior muestra la cantidad de indisponibilidades registradas en líneas de transmisión de la red de transporte, el gráfico considera todas las indisponibilidades menores o mayores a 10 minutos de duración, cabe mencionar que únicamente las indisponibilidades mayores a 10 minutos son objeto de sanción como lo establece el marco regulatorio vigente.

2.2.1 Indisponibilidades Forzadas

Todo equipamiento asociado al 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.

Se efectuó el monitoreo de las Indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión y transformadores, se reportó un total de 599 indisponibilidades forzadas de transformadores y 1,364 indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión en el sistema de transporte, los gráficos consideran todas las indisponibilidades menores o mayores a 10 minutos de duración, cabe indicarse que únicamente las indisponibilidades mayores a 10 minutos son objeto de sanción como lo establece el marco regulatorio (no se discrimina las indisponibilidades relacionadas con fuerza mayor); se observa que ETCEE cuenta con el mayor número de indisponibilidades, lo anterior está relacionado con la cantidad de kilómetros de líneas que posee ETCEE.

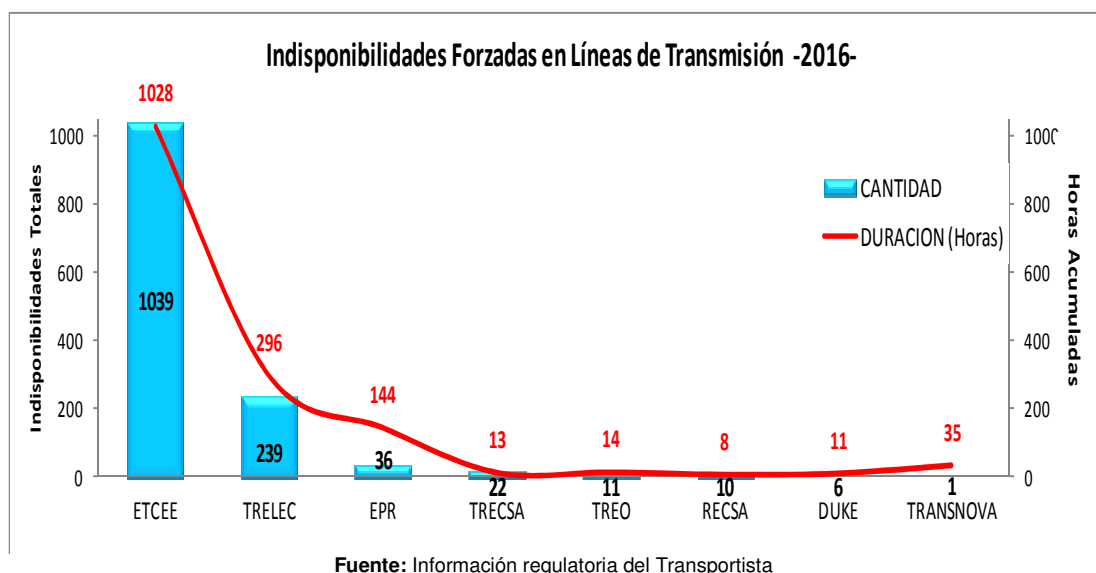
Gráfica 10. Indisponibilidades Forzadas en Transformadores



Fuente: Información regulatoria del Transportista

Dentro de la gráfica las barras indican la cantidad de indisponibilidades forzadas de transformadores (NTIFL) reportadas por los transportistas, la gráfica de línea indica la duración acumulada en horas al año relacionada con las indisponibilidades forzadas de los transformadores (DTIFL).

Gráfica 11. Indisponibilidades Forzadas en Líneas de Transmisión

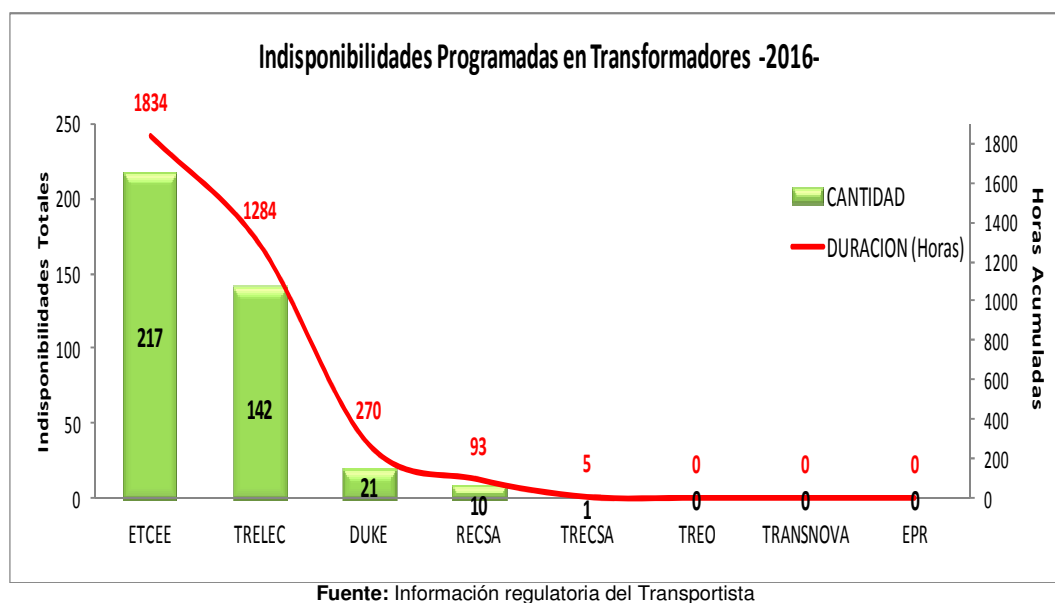


Dentro de la gráfica las barras indican la cantidad de indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión (NTIFL) reportadas por los transportistas, la gráfica de línea indica la duración acumulada en horas al año relacionada con las indisponibilidades forzadas de las líneas de transmisión (DTIFL).

2.2.2 Indisponibilidades Programadas

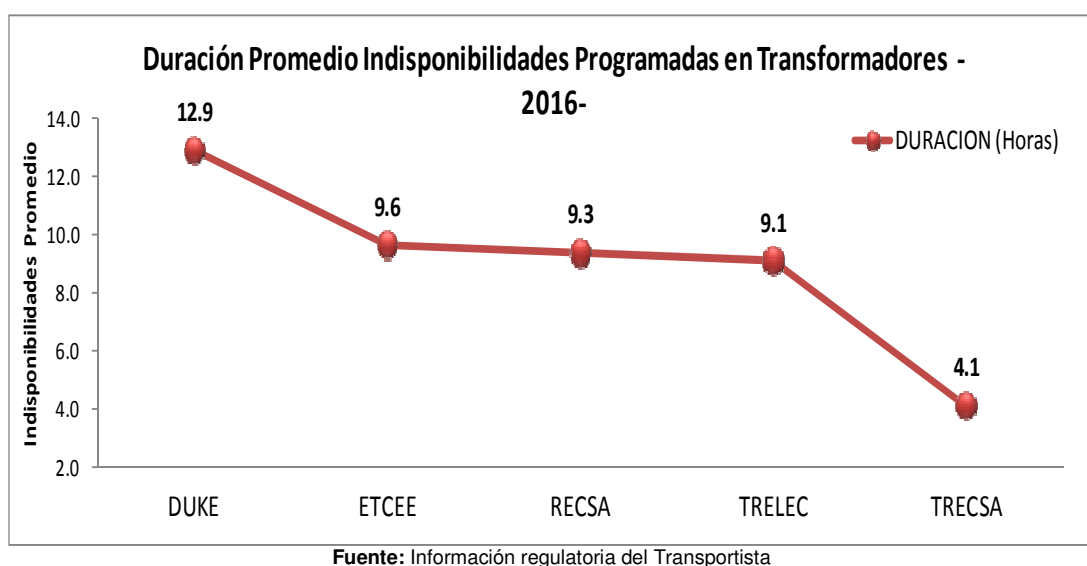
Cuando una línea asociada al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica se encuentra fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados, se considera que se encuentra en condición de indisponibilidad Programada, considerando que para el caso en particular de las indisponibilidades programadas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

Gráfica 12. Indisponibilidades Programadas en Transformadores



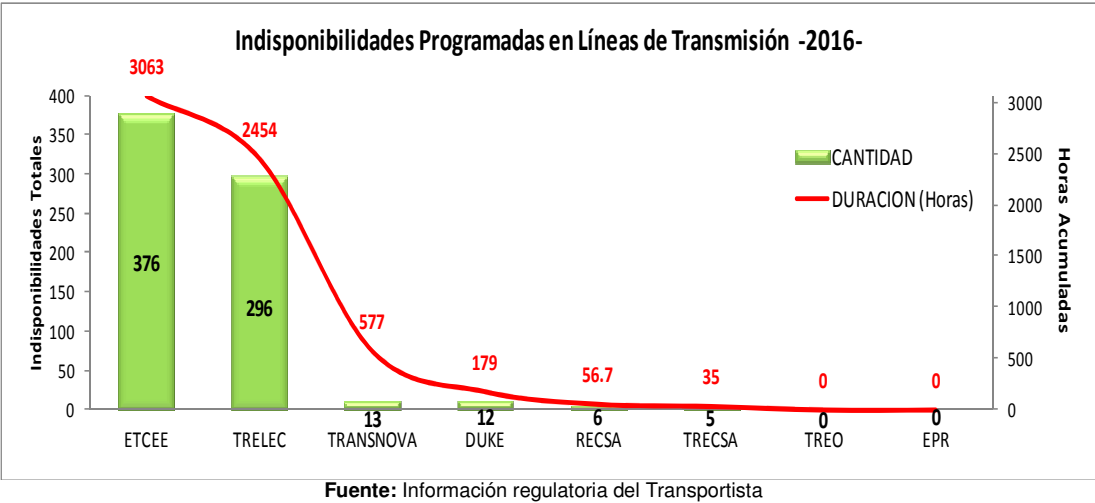
La gráfica anterior muestra en total las 391 indisponibilidades programadas que están relacionadas a los trabajos de mantenimiento a los transformadores realizados por los Transportistas a la red de transporte, la importancia de dichos trabajos se refleja de forma indirecta en la mejora de la calidad de Servicio Técnico del sistema de transporte.

Gráfica 13. Duración promedio Indisponibilidades Programadas en Transformadores



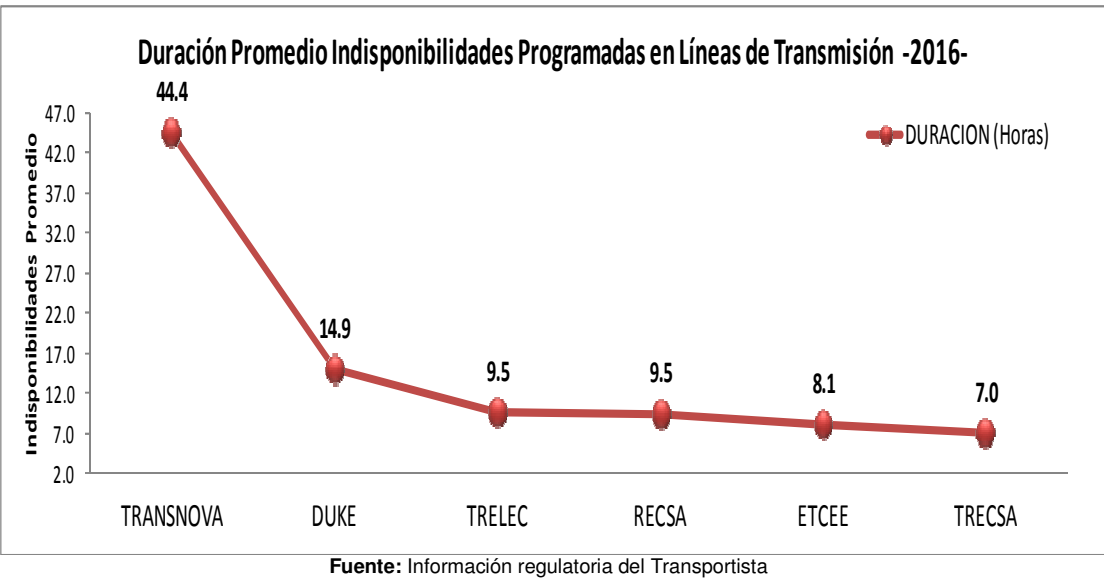
En promedio cada descargo a los transformadores tuvo una duración de 9 horas por Transportista.

Gráfica 14. Indisponibilidades Programadas en Líneas de Transmisión



La gráfica anterior muestra en total las 708 indisponibilidades programadas que están relacionadas a los trabajos de mantenimiento a líneas de transmisión realizados por los Transportistas a la red de transporte, la importancia de dichos trabajos se refleja de forma indirecta en la mejora de la calidad de Servicio Técnico del sistema de transporte.

Gráfica 15. Duración promedio Indisponibilidades Programadas en Líneas de Transmisión



En promedio cada descargo a líneas de transmisión tuvo una duración de 9.8 horas por Transportista (Se excluyó para el cálculo del promedio a TRANSNOVA ya que presenta una alta desviación respecto a los otros Transportistas). Los resultados presentados previamente muestran que los agentes Transportistas han efectuado acciones de mantenimiento en sus instalaciones, la gráfica de barras muestra la cantidad de indisponibilidades programadas de líneas de transmisión, la gráfica de línea muestra la duración en horas por indisponibilidades programadas (DIP). ETCEE fue el transportista que reportó mayor cantidad de horas acumuladas al año de indisponibilidades, es importante señalar que el dato presentado suma todas las horas en que los equipos estuvieron indisponibles, esto no implica que el sistema de transporte estuvo indisponible la cantidad de horas tabuladas, ya que la indisponibilidad de un transformador pudiese implicar la desconexión de otros elementos.

3 Calidad de Servicio Distribución

Como parte de sus funciones La Comisión Nacional de Energía Eléctrica debe velar 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 la calidad de onda de tensión de la energía eléctrica, esta onda no debe presentar perturbaciones o valores que excedan las tolerancias establecidas en la normativa, la Calidad del Producto tiene una estrecha relación con parámetros que afectan el funcionamiento de los equipos eléctricos de los usuarios o perturbaciones y efectos que pueden perjudicar el desempeño las Redes de Distribución y/o Transporte. Al respecto la CNEE efectúa el análisis y la verificación del cumplimiento de los índices de calidad, a efecto de incentivar el cumplimiento de tolerancias y la aplicación de indemnizaciones por la transgresión a los mismos.

La información contenida en el presente apartado, ha sido generada 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 Energía Eléctrica, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales son sorteadas por la CNEE mensualmente entre los usuarios conectados a cada circuito de distribución, según el nivel de tensión de los usuarios, estas mediciones son ejecutadas por el distribuidor, CNEE supervisa mensualmente la ejecución de una muestra de estas mediciones a efecto de garantizar la integridad de la información.

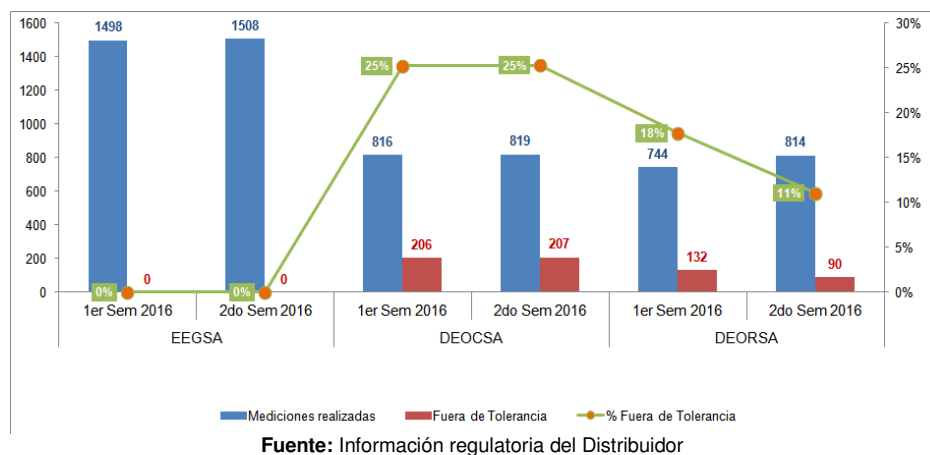
3.1.2 Indicadores Individuales

Como resultado de lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD-, CNEE evaluó y analizó cada una de las mediciones presentadas por el Distribuidor, para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios con servicio monofásico, dando como resultado en el 2016:

Tabla 3. Mediciones realizadas.

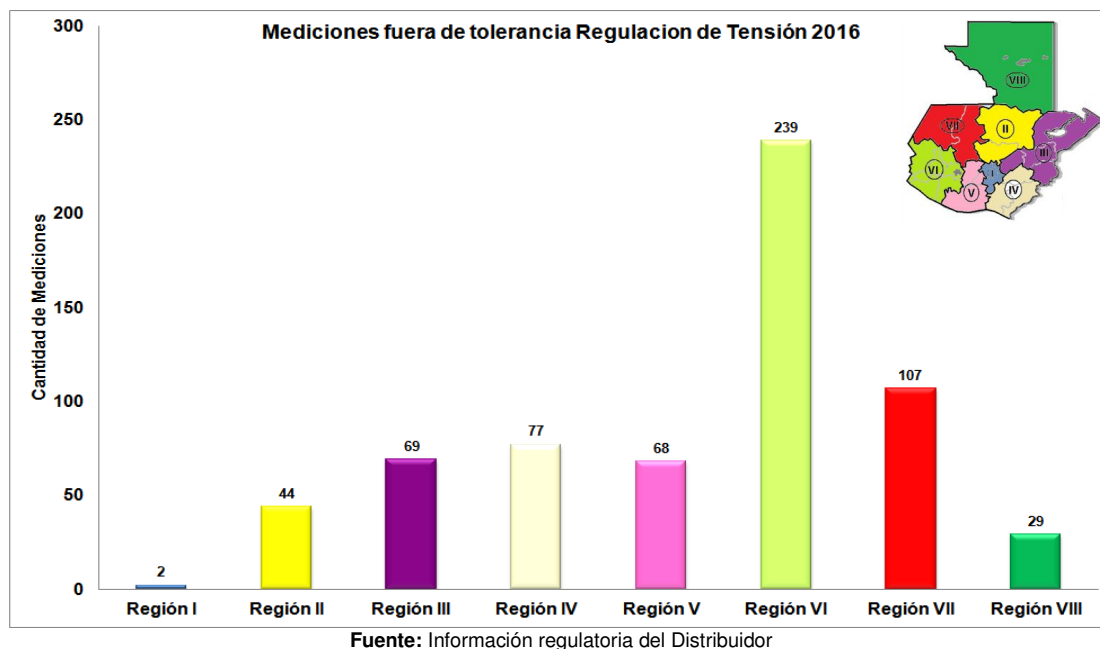
	1er Semestre 2016		2do Semestre 2016	
	Mediciones realizadas	Mediciones fuera de tolerancia	Mediciones realizadas	Mediciones fuera de tolerancia
EEGSA	1498	0	1508	0
DEOCSA	816	206	819	207
DEORSA	744	132	814	90

Gráfica 16. Mediciones Regulación de Tensión- por Distribuidora, año 2016 (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia)



La gráfica anterior muestra el número de mediciones realizadas por las Distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA en cada uno de los semestres del año 2016. La gráfica denota que EEGSA es la distribuidora que posee un mayor número de circuitos y por ende debe efectuar más mediciones, adicionalmente efectúa las mediciones para los puntos obligatorios y adicionales remitidos por CNEE.

Gráfica 17. Mediciones Fuera de Tolerancia durante el año 2016 - Regulación de Tensión



De la información presentada en la gráfica se determina que la región I es la región con menos mediciones fuera de tolerancia, las regiones IV, VI y VII son las que registran un mayor número de mediciones fuera de tolerancia.

3.1.3 Mejora de Calidad de Producto Técnico

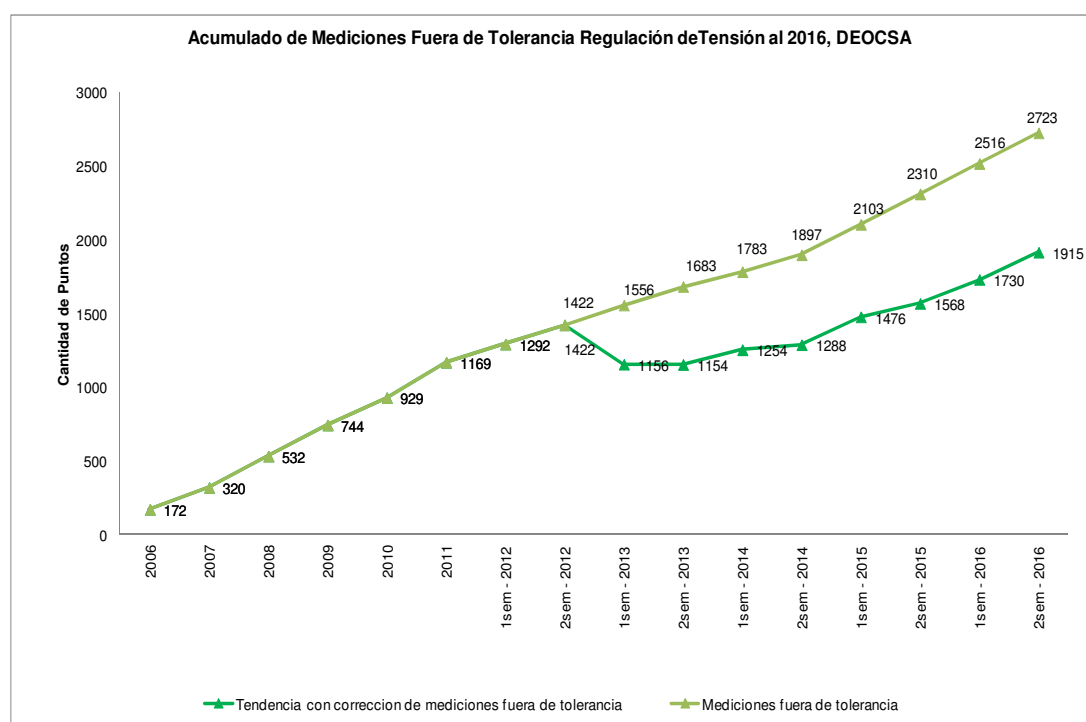
Actualmente las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA están realizando las acciones correspondientes para mejorar la calidad en los puntos que tienen problemas de mala regulación de tensión, el resultado de dicha actividad refleja el cambio en la tendencia de acumulación de puntos con mala calidad. Para el 2016 se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 1. Mediciones corregidas durante el año 2016

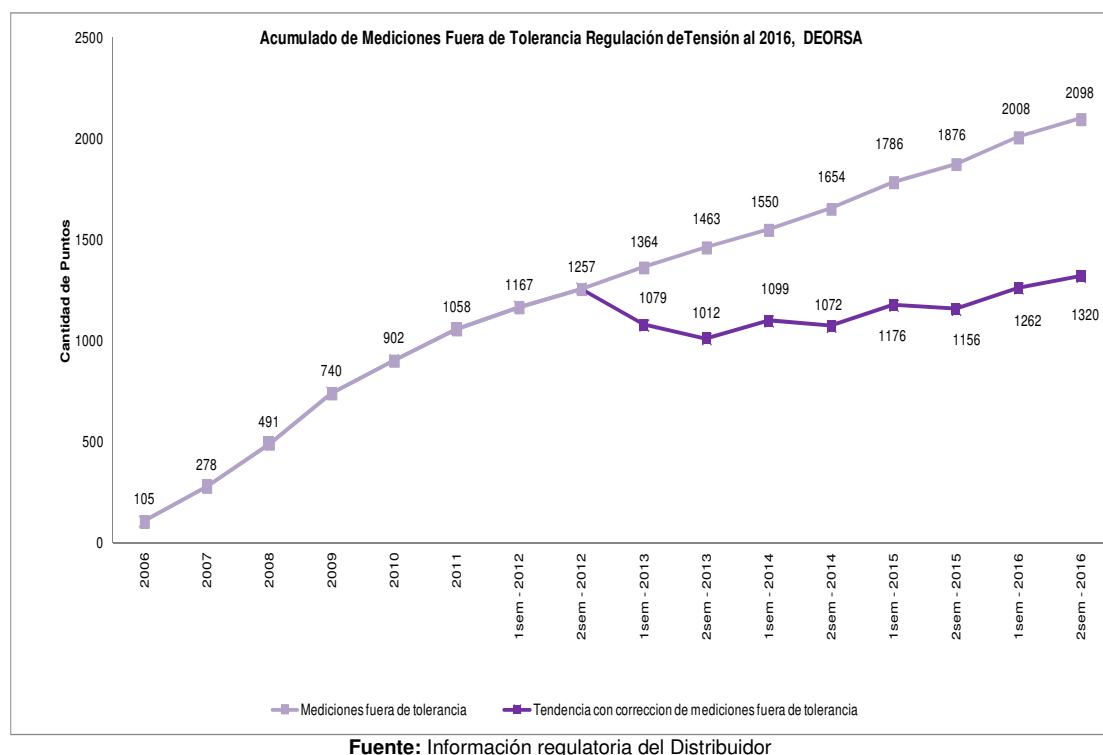
	Mediciones corregidas 1er Semestre 2016	Mediciones corregidas 2do Semestre 2016
DEOCSA	44	22
DEORSA	26	32

Como se puede observar en la tabla anterior, durante el 2016 se registraron 66 correcciones en área de DEOCSA, así también se realizaron 58 correcciones en las mediciones que se encontraban con mala calidad de Regulación de tensión en área de DEORSA.

Gráfica 18. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEOCSA - Regulación de Tensión



Gráfica 19. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEORSA - Regulación de Tensión



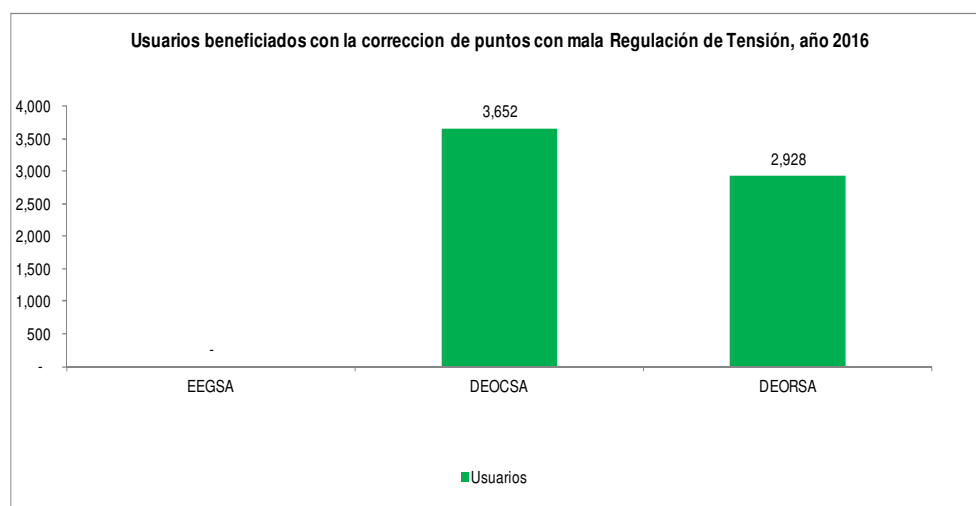
Las gráficas anteriores muestran la tendencia de la acumulación de puntos que transgreden la tolerancia para el indicador de regulación de tensión. Se puede observar que existe un cambio en la tendencia acumulativa de puntos fuera de tolerancia en la cual se toman en cuenta las mediciones corregidas.

Las mediciones que transgreden tolerancias, se ubican en puntos de las redes de baja tensión, específicamente en los centros de transformación (estos se encuentran en los postes). Debido a que en estos puntos de medición de la Calidad del Producto Técnico de Baja Tensión es en donde se conecta la acometida del usuario sorteado, todos los usuarios conectados “aguas abajo” del punto donde se instala el equipo de medición resultan afectados con la mala calidad, así también los usuarios conectados “aguas arriba” podrían estar afectados. De manera que si se efectúan las correcciones correspondientes para mejorar la Calidad del Producto Técnico, los usuarios mencionados anteriormente resultarán beneficiados. La cuantificación de usuarios beneficiados con las correcciones realizadas se contabiliza en la siguiente tabla:

Tabla 2. Usuarios beneficiados

Distribuidora	Usuarios beneficiados
EEGSA	0
DEOCSA	3652
DEORSA	2928
TOTAL	6580

Gráfica 20. Usuarios que resultaron beneficiados con la corrección del punto con mala Regulación de Tensión, año 2016



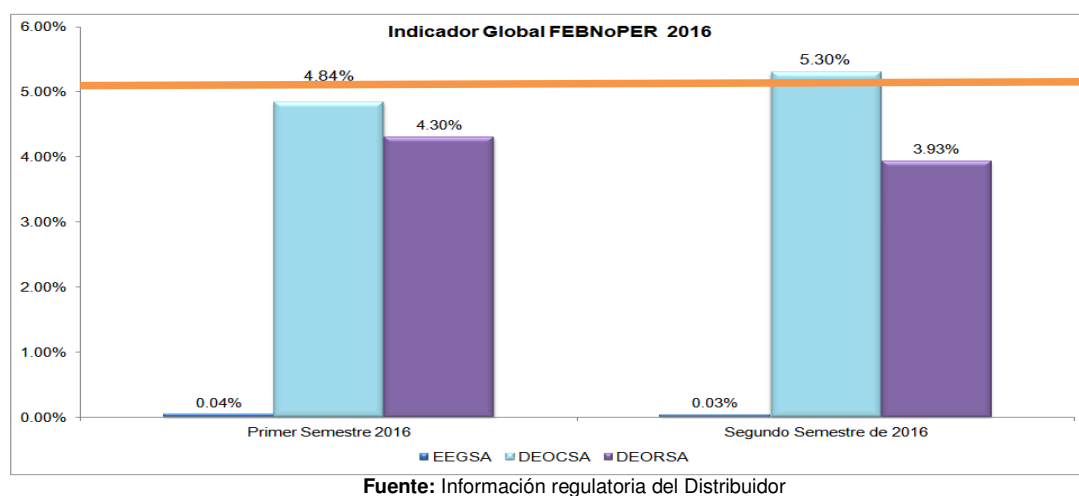
Fuente: Información regulatoria del Distribuidor

3.1.4 Indicadores Globales

Es competencia 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 utilizando las formulas establecidas en las NTSD. La normativa contempla el cálculo de los indicadores FEBB, FEBPER, FEBNoPER, FEBPB y FEECB, sin embargo únicamente se establece la tolerancia para el FEBNoPER, los demás indicadores son utilizados para cálculos de la indemnización.

CNEE realizó el cálculo del indicador global FEBNoPER, con la información de las mediciones remitidas mensualmente por las Distribuidoras durante el año 2016, en dicho análisis se determinó los siguientes porcentajes del indicador FEBNoPER durante el primer y segundo semestre de 2016, la cual es el siguiente:

Gráfica 21. Indicador Global FEBNoPER año 2016



La tolerancia establecida en las NTSD para este indicador es del 5% (Línea en color naranja), del cálculo efectuado se puede determinar que durante el 2016, las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA no transgredieron la tolerancia para el indicador FEBNoPER durante el primer semestre, durante el segundo semestre únicamente DEOCSA transgredió la tolerancia establecida.

Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas.

Este indicador hace referencia a la banda de desviación que es más frecuente dentro del indicador FEBNoPER, es decir del porcentaje de registros fuera de tolerancia se hace una clasificación por bandas para determinar la desviación del valor de tensión respecto a la tolerancia.

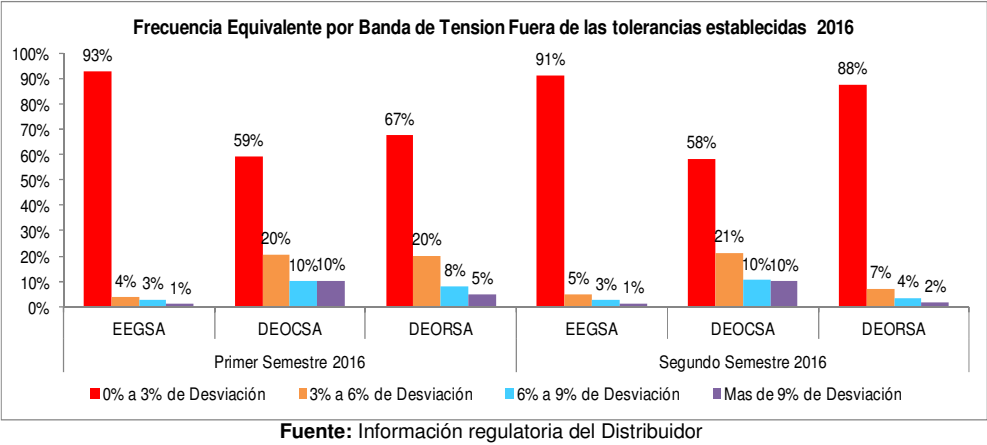
Tabla 3. Tabla de desviaciones de los Indicadores Globales

		Primer Semestre 2016			Segundo Semestre 2016		
Banda de desviación		EEGSA	DEOCSA	DEORSA	EEGSA	DEOCSA	DEORSA
FEBPB_1	0% a 1% de desviación	73%	26%	32%	77%	25%	23%
FEBPB_2	1% a 2% de desviación	11%	20%	22%	10%	20%	45%
FEBPB_3	2% a 3% de desviación	8%	13%	14%	4%	13%	20%
FEBPB_4	3% a 4% de desviación	2%	9%	9%	4%	9%	3%
FEBPB_5	4% a 5% de desviación	1%	6%	7%	1%	7%	2%
FEBPB_6	5% a 6% de desviación	1%	5%	5%	1%	5%	2%
FEBPB_7	6% a 7% de desviación	1%	4%	3%	1%	4%	2%
FEBPB_8	7% a 8% de desviación	1%	3%	2%	1%	3%	1%
FEBPB_9	8% a 9% de desviación	1%	3%	2%	1%	3%	1%
FEBPB_10	9% a 10% de desviación	1%	2%	1%	1%	2%	0%
FEBPB_11	mayor a 10% de desviación	0%	8%	3%	0%	8%	1%

Como se puede observar en la tabla presentada, las distribuidoras DEOCSA y DEORSA presentan desviaciones de más del 8%, lo que denota una mayor variación en el nivel de tensión.

La gráfica a continuación presenta de forma agrupada y por semestre el porcentaje de registros por banda fuera de tolerancia.

Gráfica 22. Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas año 2016



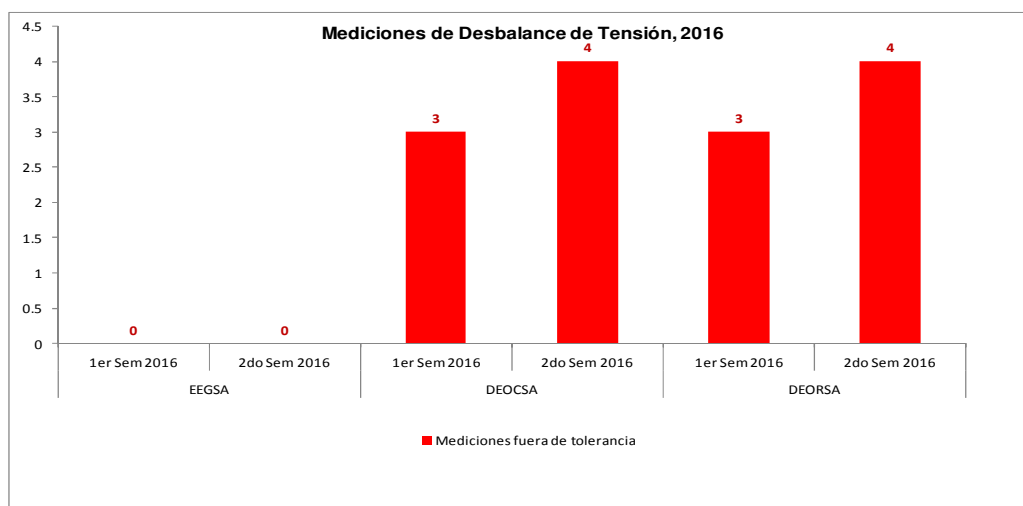
3.1.5 Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica realizó el cálculo de los indicadores individuales de Desbalance de tensión durante el año 2016, para verificar la calidad de producto suministrada a los usuarios con servicio trifásico.

Tabla 4. Mediciones que resultaron fuera de tolerancia:

	Primer semestre 2016	Segundo semestre 2016
	Mediciones fuera de tolerancia	Mediciones fuera de tolerancia
EEGSA	0	0
DEOCSA	3	4
DEORSA	3	4

Gráfica 23. Mediciones Regulación de Desbalance de Tensión, año 2016 (fuera de tolerancia)



Fuente: Información regulatoria del Distribuidor

3.2 Servicio Técnico

La calidad del servicio técnico se mide en función de las interrupciones del servicio de energía eléctrica brindado por los distribuidores, la normativa establece que se debe evaluar las interrupciones tanto en cantidad como en tiempo acumulado al semestre, que es el periodo de control establecido por la normativa.

Se dan a conocer los mapas de interrupciones en cantidad y horas acumuladas, la elaboración de dichos mapas considera únicamente las interrupciones correspondientes a los sistemas de distribución, los mismos incluyen las interrupciones invocadas como fuerza mayor.

Para efectos de indemnización no se deben de considerar las interrupciones relacionadas con causa de fuerza mayor, por lo que semestralmente se efectúa la evaluación de los casos que son invocados por los distribuidores.

3.2.1 Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

Los mapas representan el valor máximo registrado por municipio del tiempo de interrupciones por usuario, el cual se mide en horas. Se observa que los usuarios calificados como rurales son más afectados en cuanto a la duración de las interrupciones. Para efectos de visualización se consideró que la degradación por municipio es la más idónea.

Ilustración 1. Promedio de Tiempo de Interrupción por Usuario (Horas Fuera de Servicio) – TIU-.

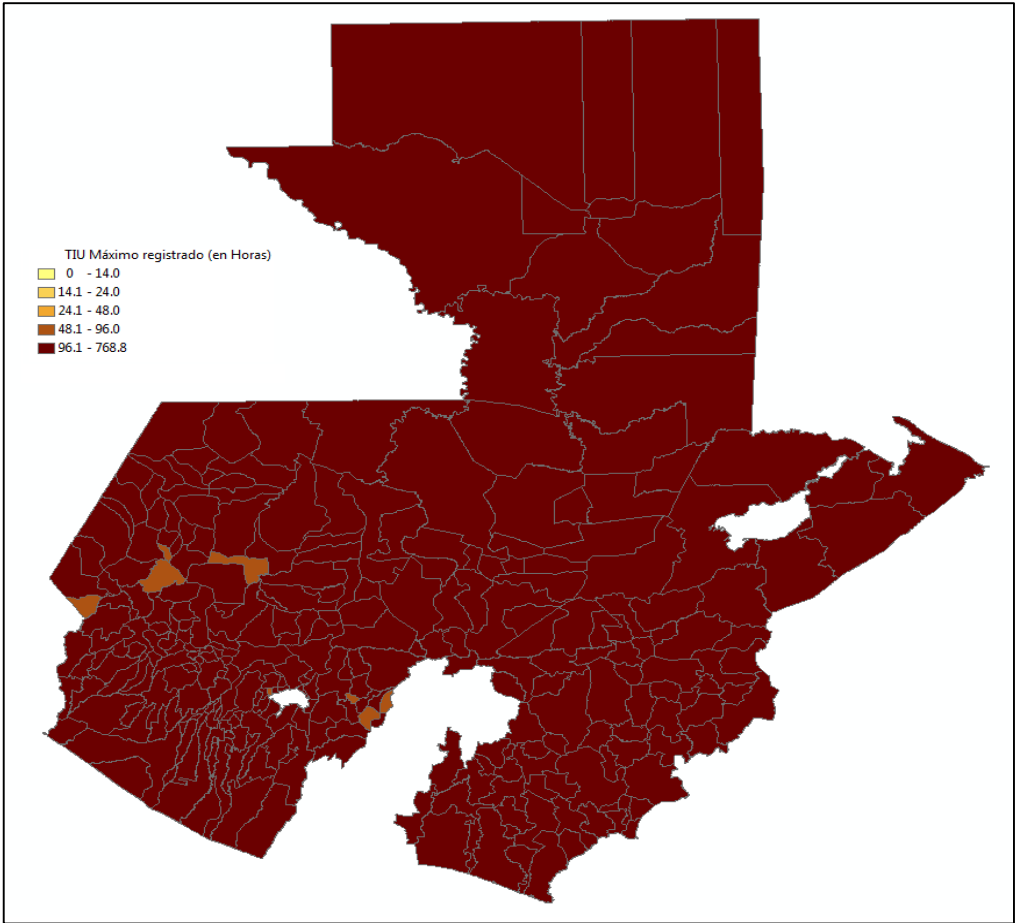


Ilustración. DEOCSA y DEORSA, año 2016.

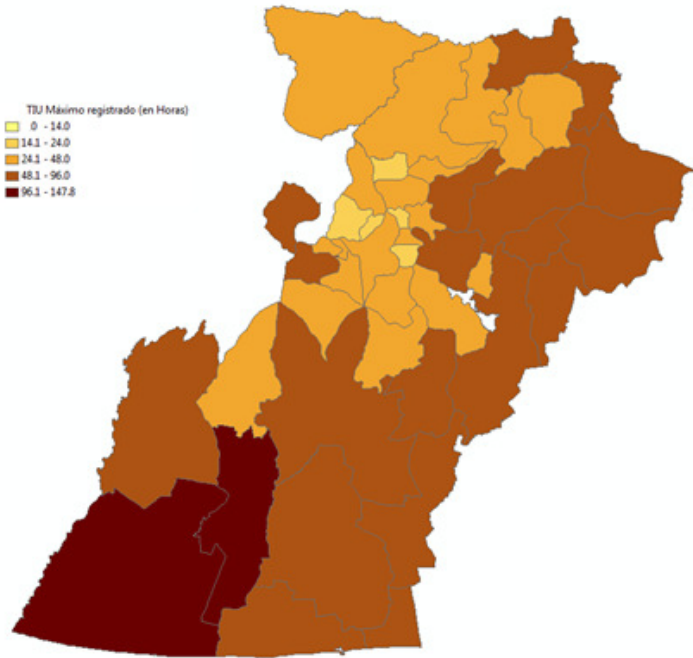


Ilustración EEGSA, año 2016

3.2.2 Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

La frecuencia de interrupción por usuario se refiere a la cantidad de interrupciones que durante un semestre puede tener un usuario. Los mapas presentados reflejan el promedio por municipio de la frecuencia de interrupciones por usuario, mediante estos mapas es posible observar de forma general la calidad del servicio en cada municipio. Las interrupciones presentadas únicamente son las atribuibles a los sistemas de distribución, es decir que no incluyen las interrupciones calificadas como causa de fuerza mayor.

Ilustración 2. Promedio de Frecuencia de Interrupción por Usuario (Interrupciones por Usuario) – FIU-.

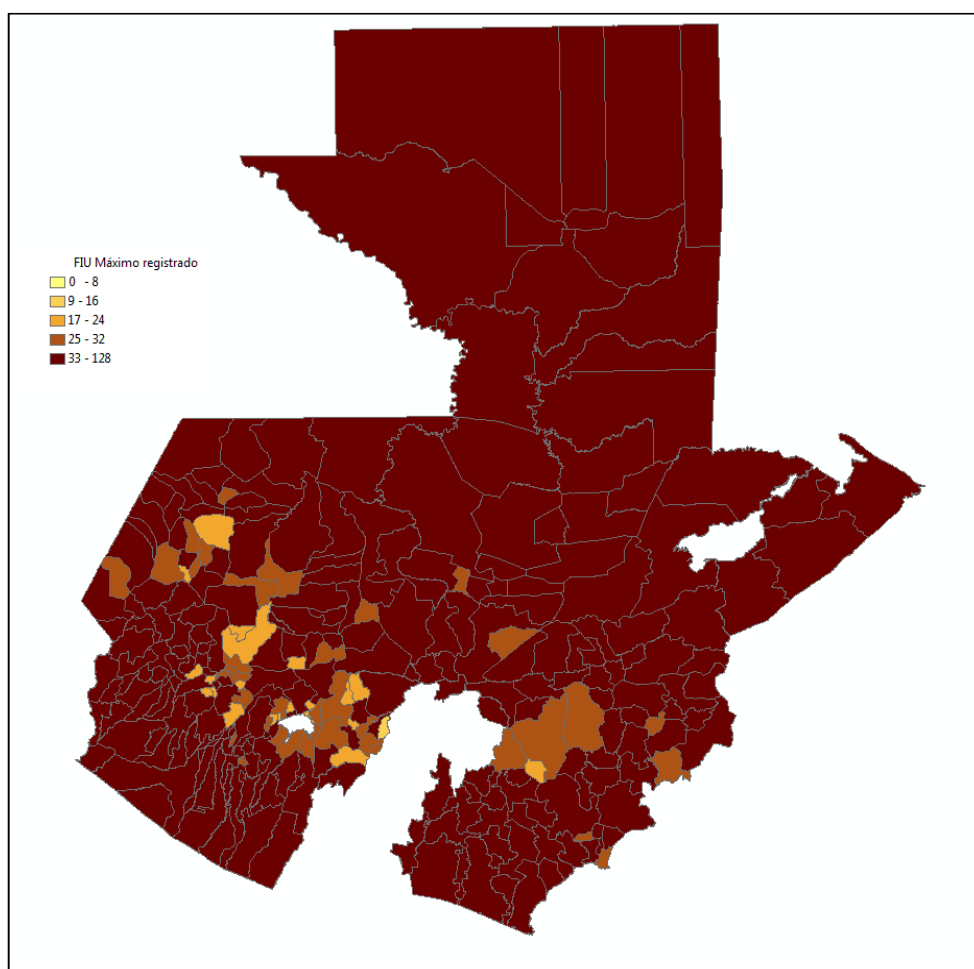


Ilustración. DEOCSA y DEORSA, año 2016.

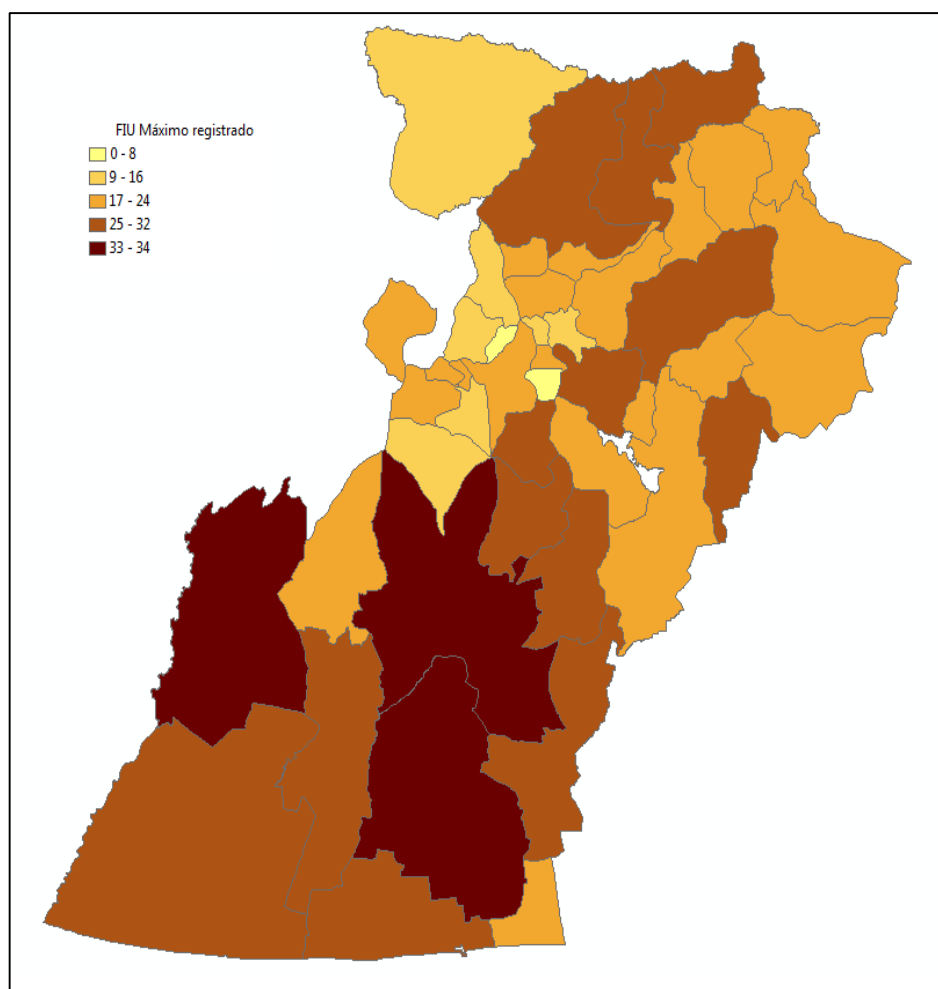


Ilustración. EEGSA, año 2016.

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)

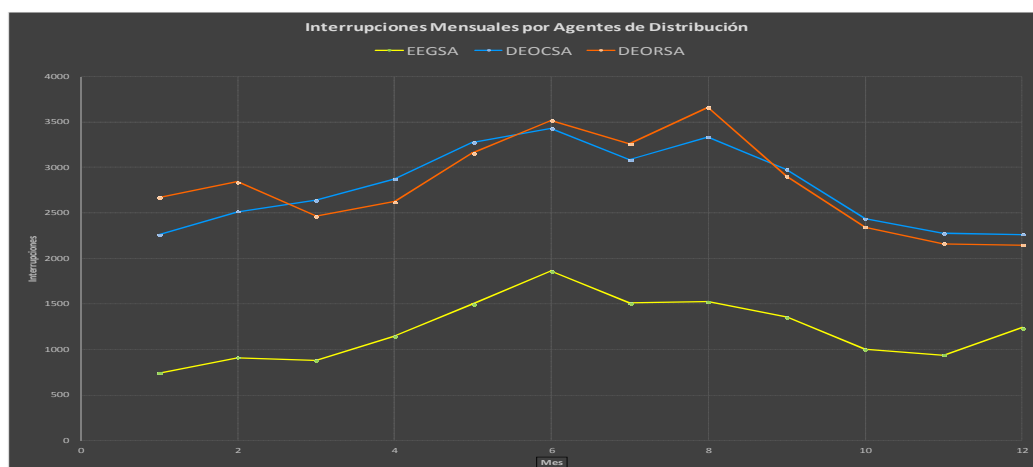
3.2.4 Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

La frecuencia media de interrupción por kVA representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

3.2.5 Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

El tiempo total de interrupción por kVA representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

Gráfica 24. Histograma de Interrupciones por agente de Distribución durante el año 2016.

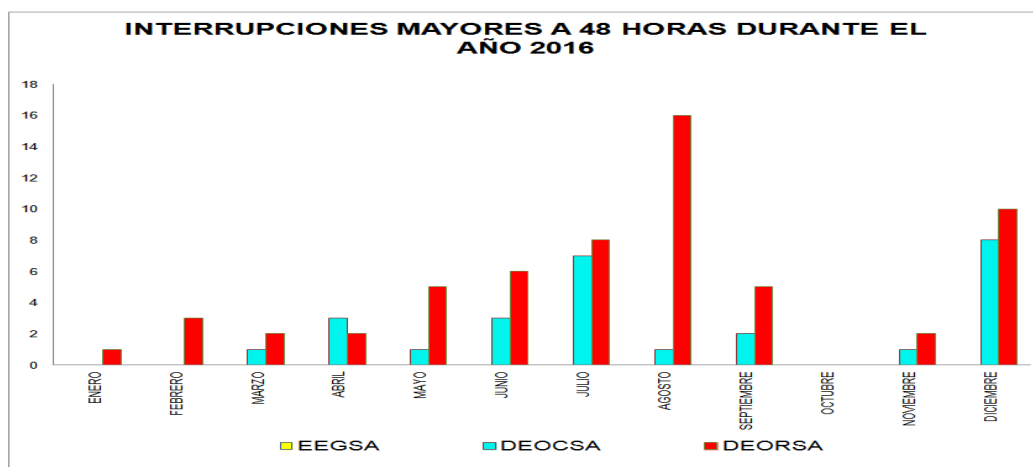


Fuente: Información regulatoria del Distribuidor

3.2.6 Fallas de larga duración

Durante el año 2016, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico, obtuvo los registros graficados a continuación; en los cuales se observa un incremento de interrupciones de larga duración en los meses de mayo a agosto en la red de DEORSA, afectando drásticamente a los usuarios regulados y conectados a dicha red. Así mismo, puede observarse la variación de la presencia de fallas de larga duración en la red de DEOCSA, con una desviación de 2.66 interrupciones superiores a 48 horas respecto de la media de los registros obtenidos. En cuanto a DEORSA, se observa la recurrente presencia de interrupciones en la red, con una desviación de 4.55 interrupciones de larga duración respecto de la media de los datos presentados.

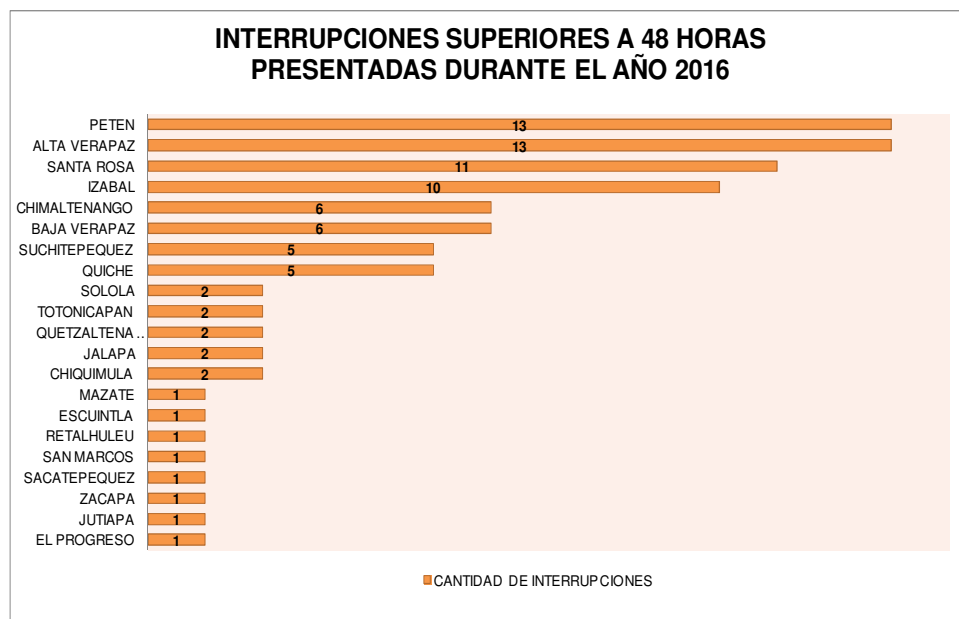
Gráfica 25. Fallas Superiores a 48 horas durante el año 2016



Fuente: Información regulatoria del Distribuidor

Siendo los departamentos más afectados por las fallas de larga duración los departamentos presentados a continuación:

Gráfica 26. Fallas Superiores a 48 horas durante el año 2016 por departamento

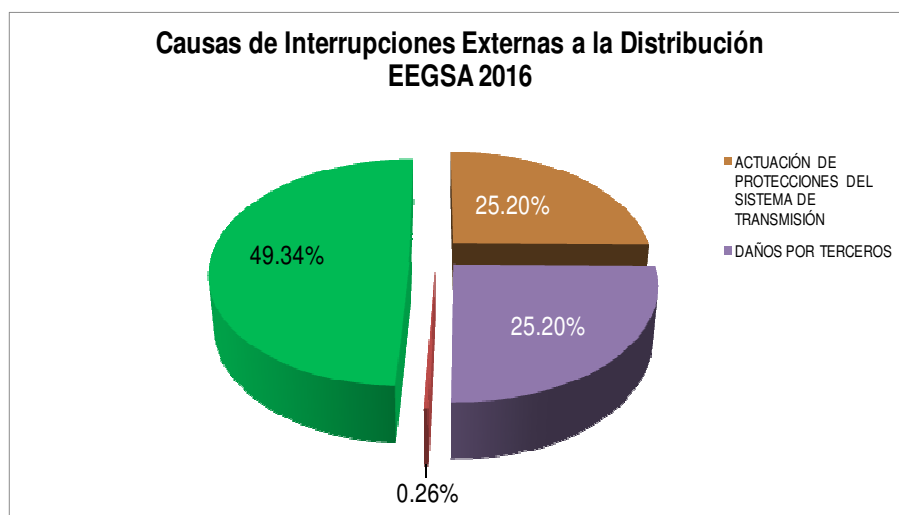


Fuente: Información regulatoria del Distribuidor

3.2.7 Causas de interrupciones que invocan Fuerza Mayor

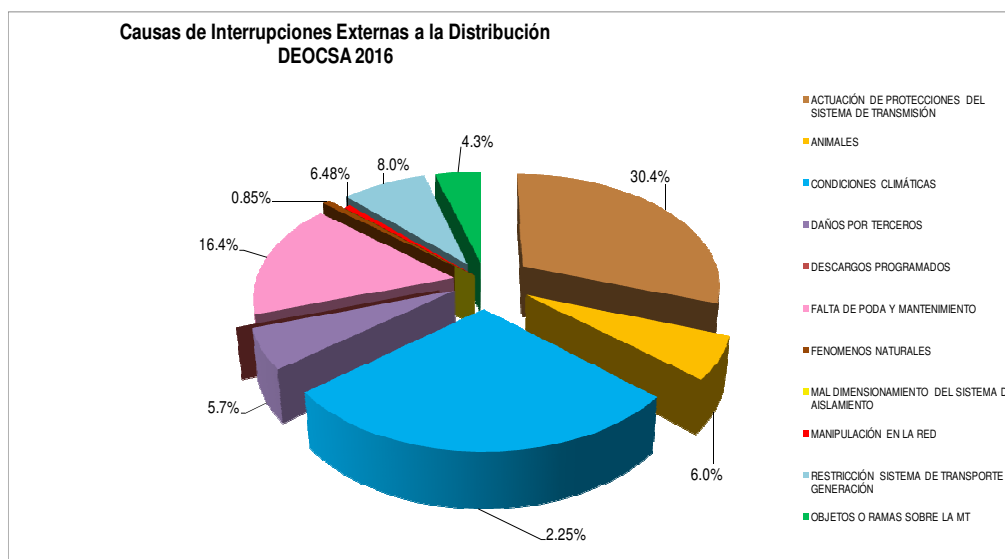
En conformidad con la Ley General de Electricidad, su reglamento y las Normas Técnicas emitidas por la CNEE, se realizó la evaluación de interrupciones solicitadas por causa de Fuerza Mayor, logrando establecer los porcentajes que rigen las causas invocadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

Gráfica 27. Causas de Interrupciones solicitadas por Fuerza Mayor – EEGSA 2016

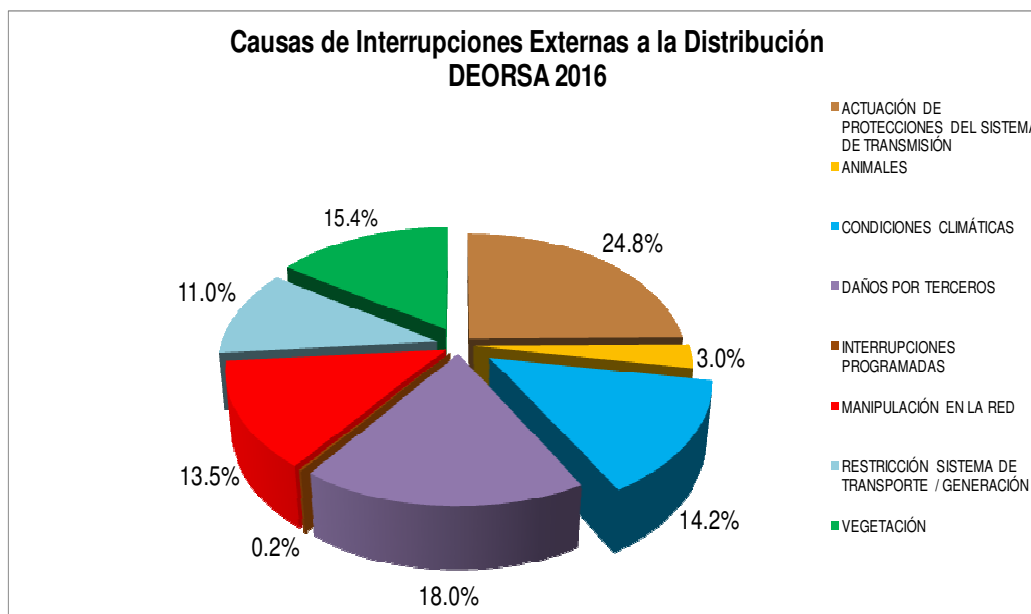


Fuente: Información regulatoria del Distribuidor

Gráfica 28. Causas de Interrupciones solicitadas por Fuerza Mayor – DEOCSA 2016



Gráfica 29. Causas de Interrupciones solicitadas por Fuerza Mayor – DEORSA 2016



3.3 Estadísticas de Fiscalización

3.3.1 Inspecciones de Campo

3.3.2 Producto y Servicio Técnico

La Comisión efectúa diversas actividades, a efecto de verificar el cumplimiento a los indicadores de Calidad de Servicio, tal como se indicó en el apartado anterior, se verifican tanto aspectos comerciales, como el cumplimiento a los parámetros relacionados con la calidad de la onda (Producto Técnico) y la continuidad del

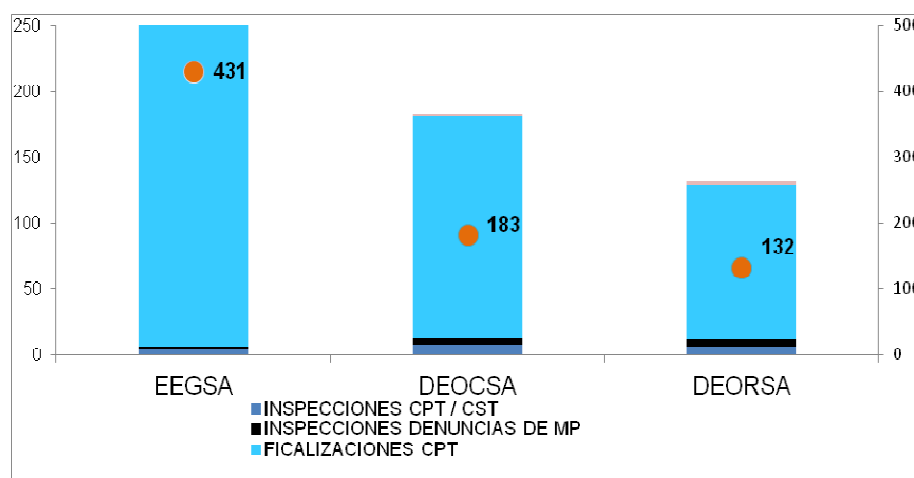
servicio o interrupciones (Servicio Técnico). Se efectuaron diversas actividades de campo, para velar por el cumplimiento a los parámetros anteriormente indicados. A continuación se presentará a detalle las actividades efectuadas.

Tabla 5. Fiscalización de Calidad del Producto y Servicio Técnico

Distribuidor	Inspecciones CPT / CST	Inspecciones Denuncias de MP	Fiscalizaciones CPT	Inspección de expedientes / notificaciones	Total
EEGSA	4	2	424	1	431
DEOCSA	8	5	168	2	183
DEORSA	6	6	117	3	132
TOTAL	18	13	709	6	746

En total, se efectuaron 746 visitas de campo relacionadas con la fiscalización de cumplimiento a los Parámetros de Calidad del Producto Técnico y Servicio Técnico. Para cada visita se realizaron varias actividades. Las actividades efectuadas se reportan por medición, dichas actividades se presenta a continuación:

Gráfica 30. Desglose Actividades Producto Técnico y Servicio



Puede observarse la cobertura por Distribuidor de las actividades regulatorias, las cuales se realizan de forma diferenciada y según las características de servicio, redes, usuarios, acceso de los usuarios a la información regulatoria, etc.

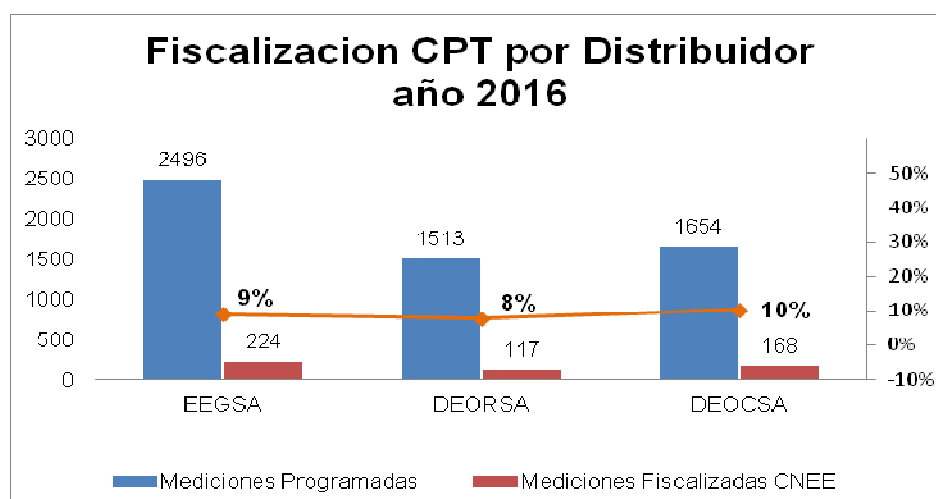
3.3.3 Producto Técnico

Con el objetivo de medir las condiciones de calidad del suministro mensualmente la Comisión realiza el sorteo de los usuarios a los cuales se les debe realizar una

medición de Calidad del Producto Técnico, el Distribuidor programa la fecha de instalación y retiro del equipo de verificación de la calidad según los usuarios seleccionados mediante el sorteo. Se fiscaliza dicho proceso, participando en cualquier punto del proceso ya sea en la instalación o el retiro, cuando se participa en los procesos de retiro se obtiene los archivos originales de descarga de datos de los equipos. Se tuvo presencia en 509 puntos de medición, visitando diferentes municipios de la República de Guatemala, realizando la supervisión de las mediciones que efectúan EEGSA, DEORSA y DEOCSA.

El objetivo de realizar esta supervisión es validar que se efectúen las mediciones requeridas y garantizar la integridad de las mediciones con las que se evalúa la Calidad del Producto Técnico suministrado por los Distribuidores.

Gráfica 31. Desglose de fiscalización por empresa



La gráfica anterior muestra los porcentajes fiscalizados por Distribuidor, es importante indicar que en el área de EEGSA se cubren más puntos debido a la cercanía de los circuitos, en el área gestionada por DEOCSA y DEORSA la cobertura de puntos es menor debido a las distancias entre cada uno de los puntos de medición, se continúa verificando los procesos de medición abarcando cada vez más municipios del País con el objetivo de verificar la calidad del suministro.

Imágenes del proceso de fiscalización CPT, tomadas por personal del Departamento de Calidad de Producto y servicio.



3.4 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 indica 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”. Para el presente informe se divide en Indicadores de Calidad y Actividades de Campo.

A continuación los resultados de los Indicadores de Calidad Comercial del año 2016.

Indicadores de Calidad Comercial

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

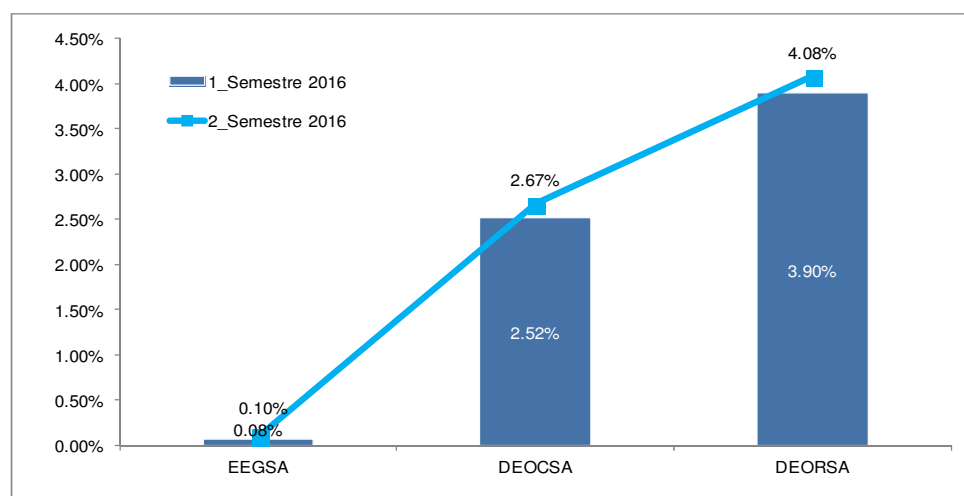
- Porcentaje de Reclamos
- Tiempo promedio de procesamiento de Reclamos
- Verificación de Medidores
- Notificación de Interrupciones Programadas
- Solicitudes de Servicios Nuevos sin Modificación de Red
- Solicitudes de Servicios Nuevos con Modificación de Red
- Reconexiones
- Facturación Errónea

A continuación el detalle de los Indicadores de calidad Comercial

3.4.1 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 y para el cálculo del mismo es necesario el total de reclamos del semestre y el total de usuarios al final del semestre, el porcentaje máximo admitido es el 5%. A continuación el resultado del primero y segundo semestre de 2016.

Gráfica 32. Porcentaje de Reclamos por Distribuidor del Año 2016



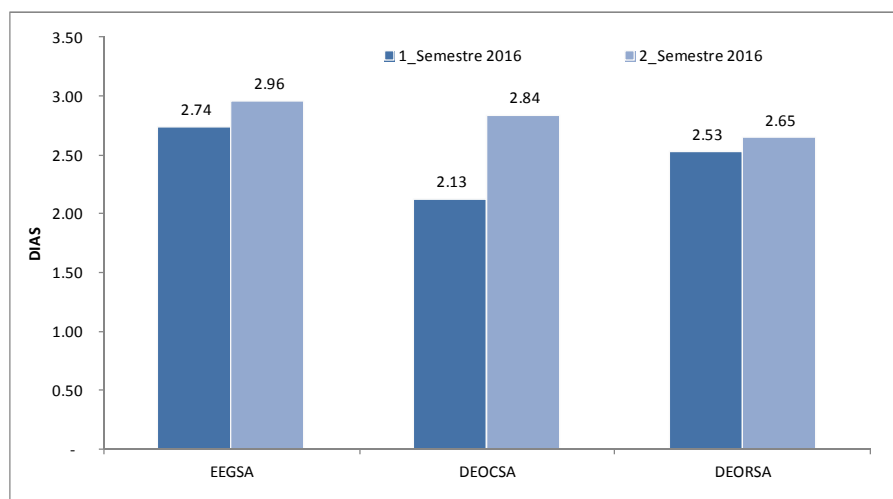
Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Como se observa en la gráfica anterior los tres grandes distribuidores presentan porcentajes de reclamos recibidos por debajo del 5% durante el primero y segundo semestre de 2016, siendo DEORSA quien tiene los porcentajes más altos con 3.9% y 4.08%.

3.4.2 Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos -TPPR-

El indicador del tiempo promedio de procesamiento de reclamos, mide el promedio de días que necesitó el distribuidor para resolver el total de reclamos de un semestre y para el cálculo es necesario el total de reclamos del semestre y la sumatoria de todos los tiempos, el tiempo medio permitido es de 10 días. A continuación el resultado del primero y segundo semestre de 2016.

Gráfica 33. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos del Año 2016



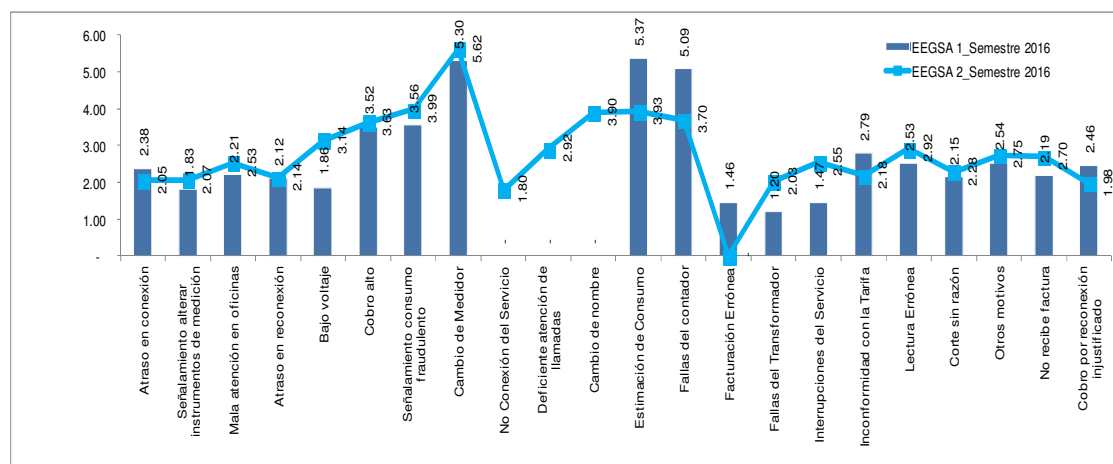
Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Derivado de la fiscalización de este indicador se determinó que los tres grandes distribuidores tienen un promedio de días de resolución por debajo de los 10 días que indica la normativa vigente durante el primero y segundo semestre de 2016, siendo EEGSA quien tiene los tiempos promedio más altos con 2.74 y 2.96 días.

3.4.3 Tiempo Medio -TM-

Para el indicador del tiempo es necesario al igual que TPPR el total de reclamos del semestre y la sumatoria de todos los tiempos, sin embargo este hace una separación de los reclamos por motivo, a continuación el resultado del primero y segundo semestre de 2016.

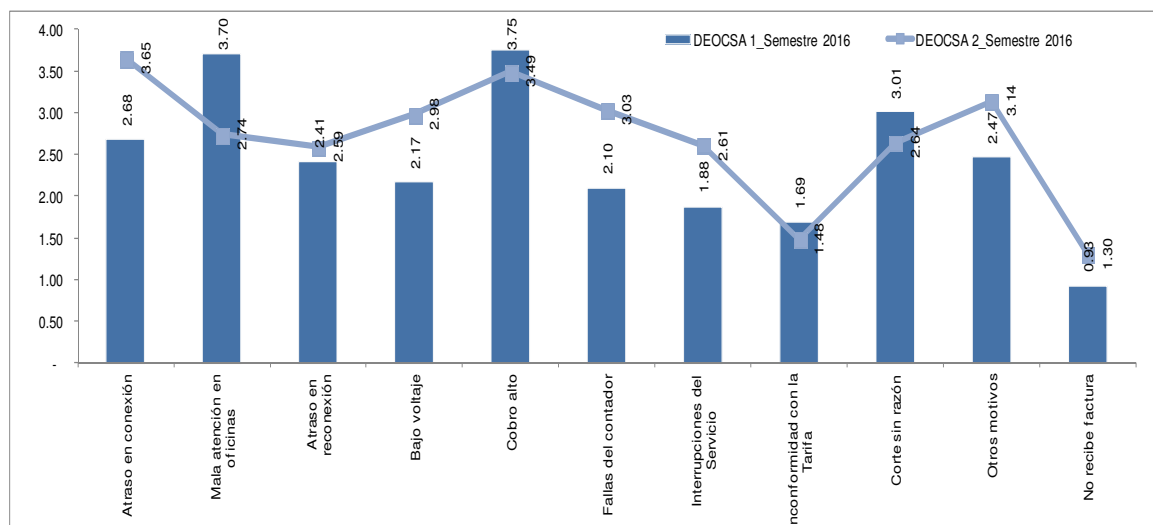
Gráfica 34. Tiempo Medio de Empresa Eléctrica de Guatemala S. A., del Año 2016



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

La verificación de los indicadores efectuada en 2016 dio como resultado que en el caso de EEGSA tiene el tiempo más alto en los reclamos por cambio de medidor con 5.62 días y el menor tiempo los reclamos por fallas del transformador con 1.2 días.

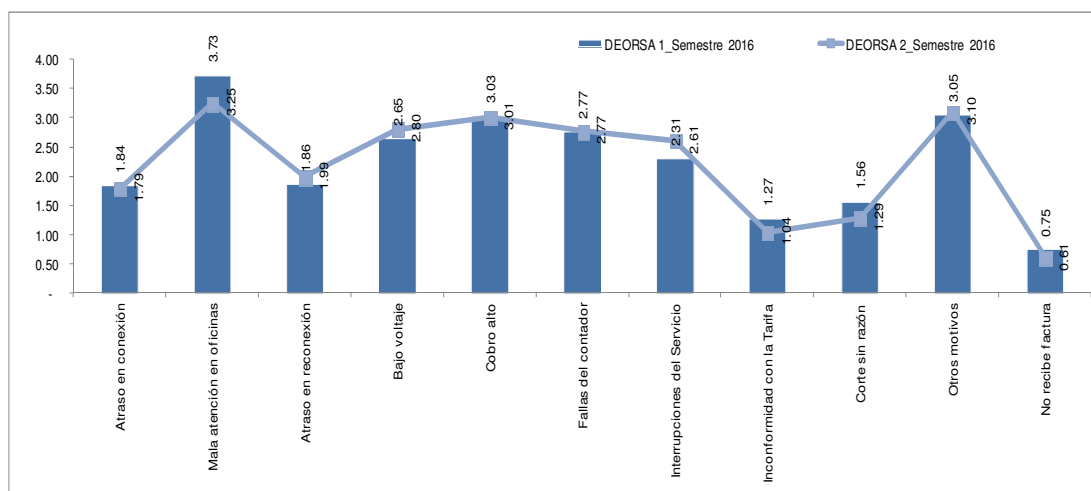
Gráfica 35. Tiempo Medio de Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A.



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Los resultados para la Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A., dio como resultado que el tiempo más alto son los reclamos por cobro alto con 3.75 días y el menor tiempo los reclamos por No recibe factura con 0.93 días.

Gráfica 36. Tiempo Medio de Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A.



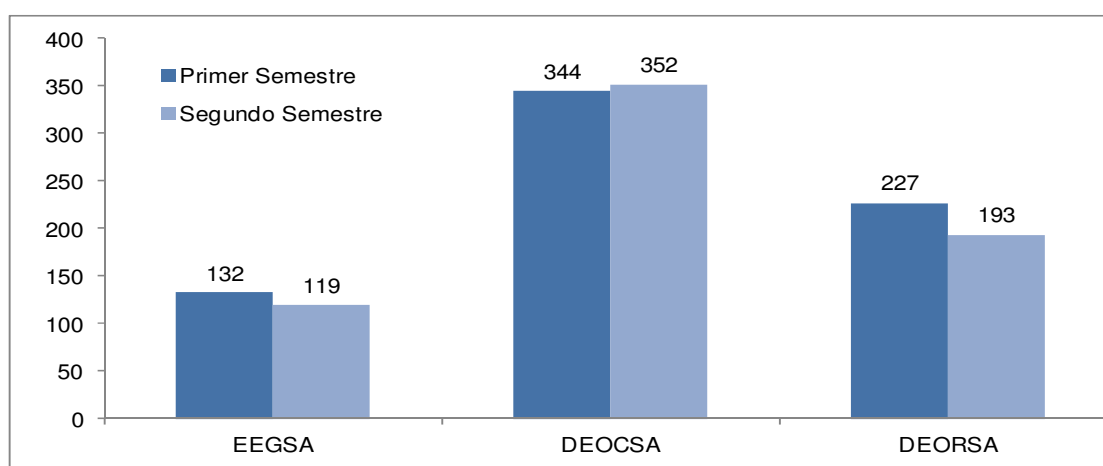
Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Los resultados para la Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A., dio como resultado que el tiempo más alto son los reclamos por mala atención en oficinas con 3.73 días y el menor tiempo los reclamos por fallas del transformador con 0.61 días.

3.4.4 Notificación de las Interrupciones Programadas

Cuando los distribuidores de energía eléctrica necesitan realizar interrupciones del servicio es necesario que informen a sus usuarios a través de una publicación en prensa y/o en un medio informativo local.

Gráfica 37. Interrupciones Programadas



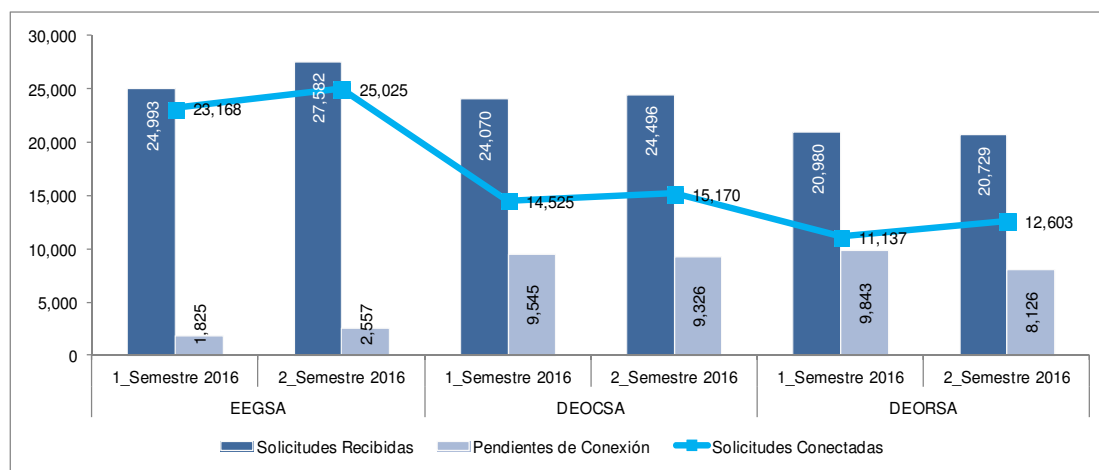
Fuente: Información regulatoria del distribuidor

En el año 2016, los grandes distribuidores de energía eléctrica realizaron 1,367 interrupciones 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 noticieros.

3.4.5 Solicitudes de Servicios Nuevos sin y 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 cita que el plazo es de 28 días cuando no requiere ninguna modificación y de tres meses cuando requieren modificación de la red. A continuación el resultado de la evaluación.

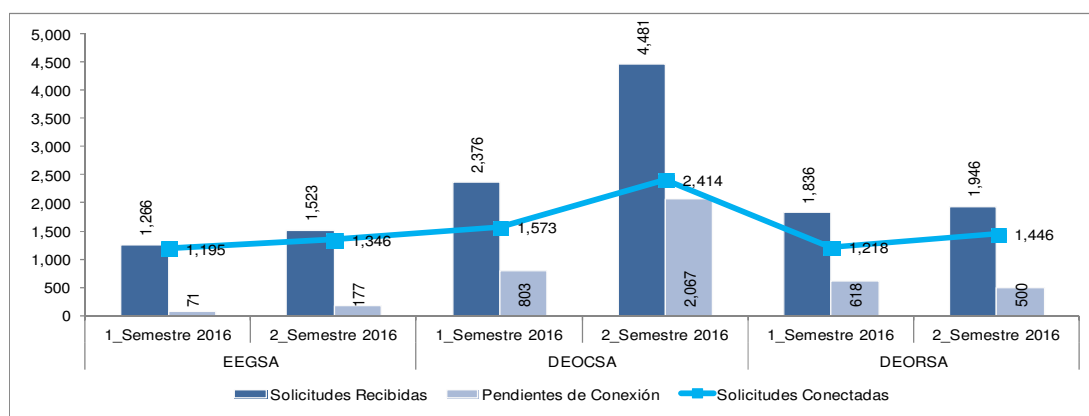
Gráfica 38. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

La gráfica muestra que los distribuidores reportaron 142,850 solicitudes de servicios nuevos recibidos de las cuales reportaron la conexión de 101,628 y reportaron 41,222 pendientes de conexión de las cuales la CNEE ha requerido la conexión de las mismas.

Gráfica 39. Solicitudes de Servicio Nuevo con Modificación de Red



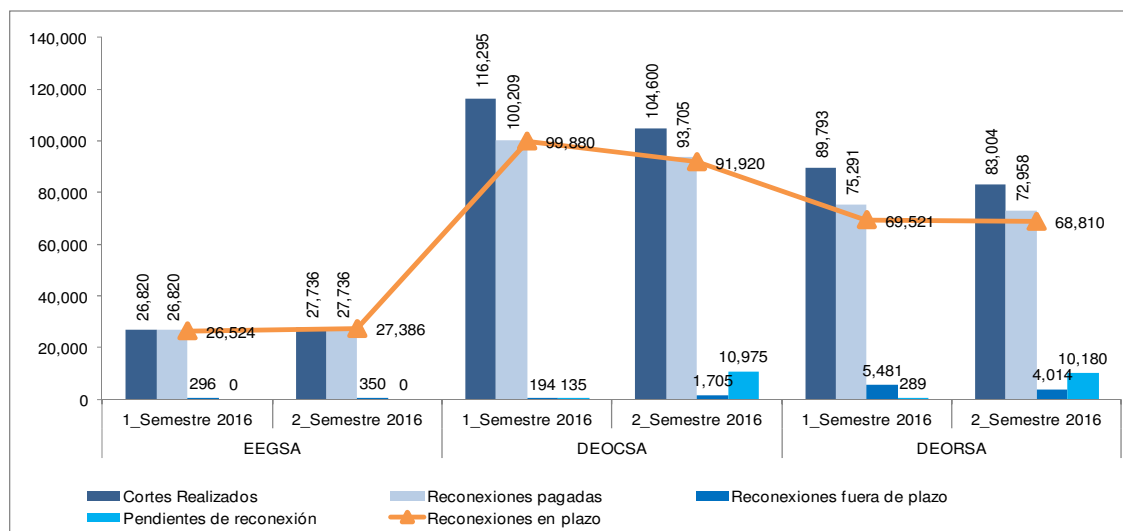
Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Los datos anteriores muestran que los distribuidores reportaron 13,428 solicitudes de servicios nuevos recibidos de las cuales reportaron la conexión de 9,192 y reportaron 4,236 pendientes de conexión de las cuales la CNEE ha requerido la conexión de las mismas.

3.4.6 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 cita que el plazo es de 24 horas a partir de que el usuario realice el pago del cargo por reconexión. A continuación el resultado de la evaluación.

Gráfica 40. Reconexiones del Año 2016



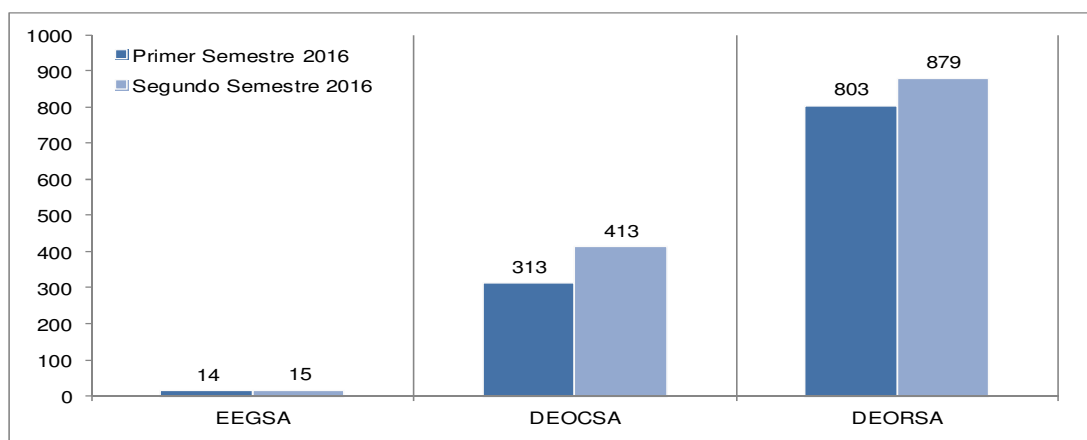
Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Durante el año 2016, los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA, realizaron 448,248 cortes de energía de las cuales 396,719 efectuaron el pago de la reconexión; fueron reconectadas dentro del plazo de 24 horas 384,041. Además reportan 12,040 fuera de plazo y 21,579 pendientes de conexión de las cuales no han recibido los distribuidores el pago de los usuarios.

3.4.7 Corte sin Razón

Este indicador está estipulado en la tabla de Indemnizaciones, y son los casos que no están enmarcados en el Artículo 50 de la Ley General de Electricidad. Es decir cuando los distribuidores corten el servicio sin ningún motivo justificado. A continuación los datos del año 2016.

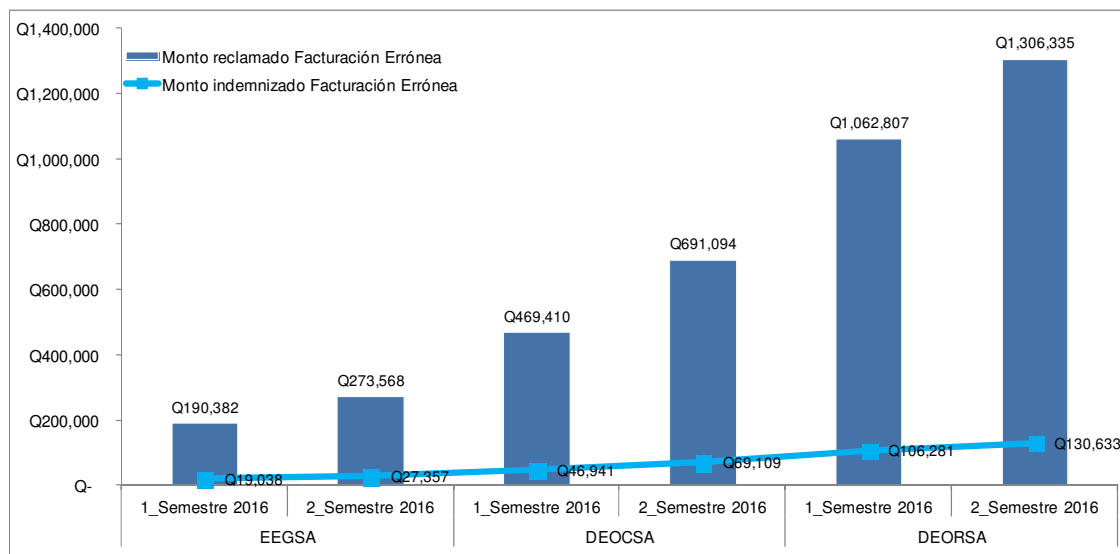
Gráfica 41. Corte sin Razón del Año 2016



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Los grandes distribuidores reportaron 1,130 cortes sin razón en el primer semestre de 2016 y 1,307 en el segundo semestre de 2016, para estos caso se efectuado los procesos de fiscalización por parte de la CNEE y aquellos que no son justificados fueron objeto del pago de una indemnización.

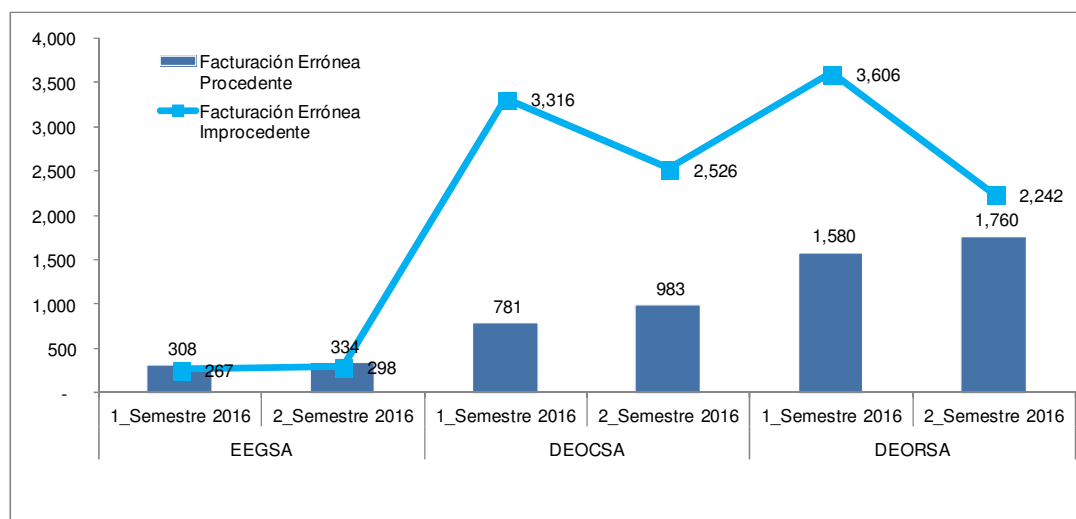
Gráfica 42. Montos de Facturación Errónea del Año 2016



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Los montos reclamados por los usuarios por facturación errónea que fueron declarados como procedentes en el año 2016, fueron Q. 3,993,596.00 a los cuales se les acreditó una indemnización de Q. 399,360.00. Los montos de indemnización fueron acreditados por los distribuidores durante los años 2016 y 2017.

Gráfica 43. Reclamos por Facturación Errónea del Año 2016



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Durante el año 2016 los distribuidores recibieron la cantidad de 18,001 reclamos de los cuales fueron declarados como procedentes 5,746 reclamos durante el primero y segundo semestre de 2016.

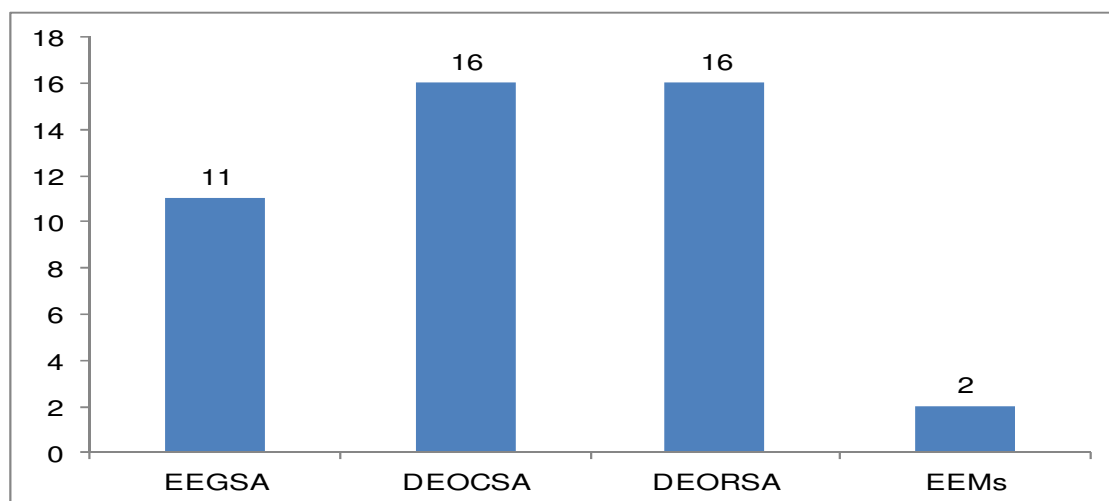
3.5 Actividades de Campo 2016

Las fiscalizaciones de campo realizadas por Calidad Comercial corresponden a la verificación de los procesos comerciales y actividades que los distribuidores realizan en campo, las supervisiones se realizan por medio de muestras, publicaciones realizadas por los distribuidores, verificación de datos remitidos en evacuaciones de audiencia de los expedientes abiertos por la CNEE y supervisiones aleatorias de sus centros de procesamiento de datos y atención de usuarios.

3.5.1 Supervisión Agencias Comerciales

Las supervisiones en oficinas comerciales de los distribuidores tienen como objetivo garantizar que el servicio que proporcionan a los usuarios cumpla con lo establecido en la normativa. Para determinar las Agencias Comerciales a visitar se toma en cuenta las fiscalizaciones del año anterior, visitando las agencias que no fueron fiscalizadas, llevando un ciclo en cuanto a la detección de hallazgos, enumerándolos en los informes trimestrales o semestrales.

Gráfica 44. Supervisión de Agencias Comerciales 2016



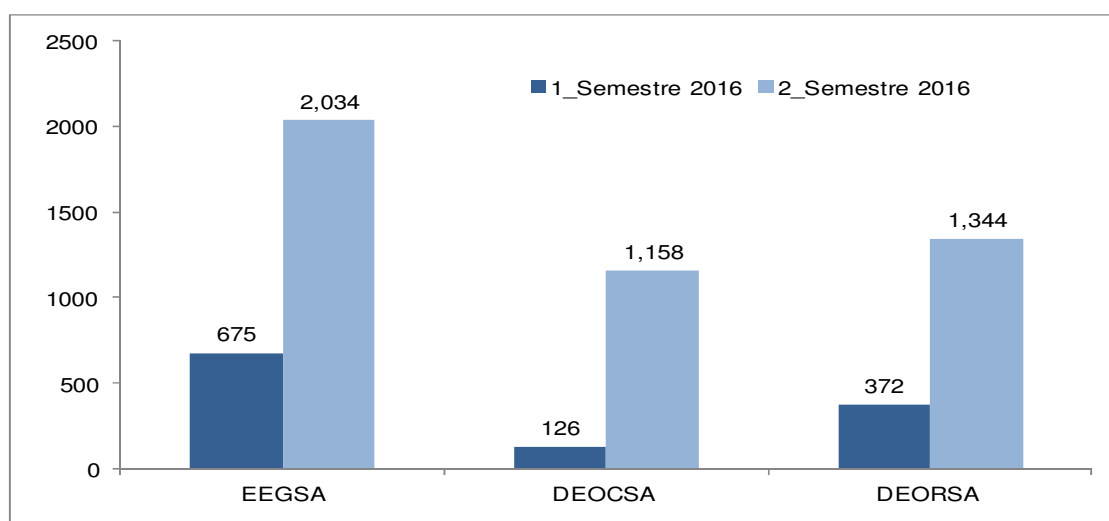
Fuente: Información de fiscalizaciones de campo

El total de las agencias comerciales fiscalizadas fueron 45 durante el año de 2016.

3.5.2 Ruta se Lecturas

La actividad de rutas de lectura, se realiza para garantizar que los consumos facturados a los usuarios sean resultado de la lectura de los medidores de energía, para lo cual, personal técnico de la CNEE realiza toma de lecturas a una muestra de medidores instalados a los usuarios de las distribuidoras del país, posteriormente la información recabada en campo se contrasta con los consumos de la facturación.

Gráfica 45. Rutas de Lectura 2016



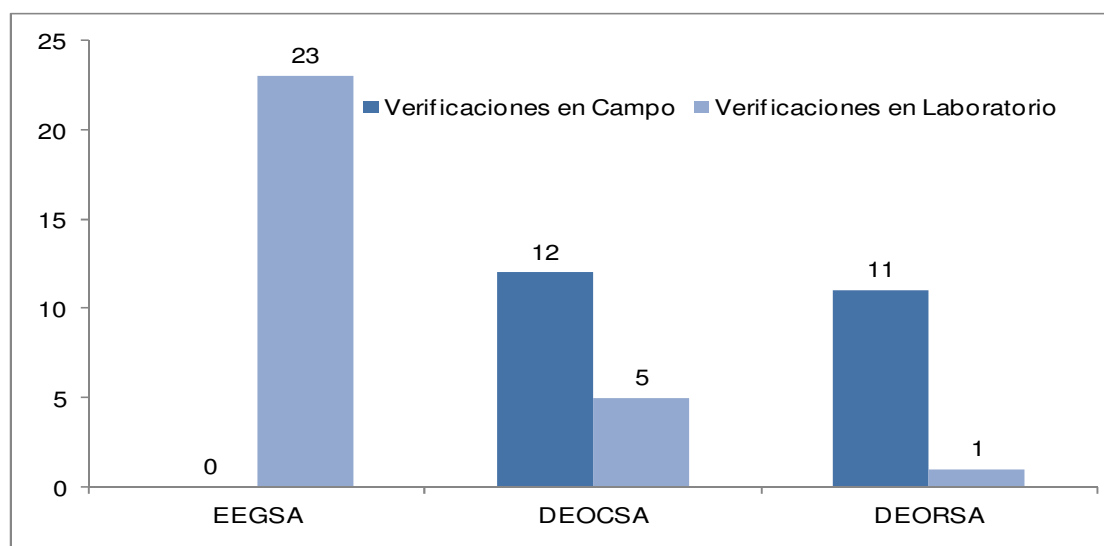
Fuente: Información de fiscalizaciones de campo

Durante el año 2016, la CNEE a través del departamento de calidad comercial realizó 5,709 rutas de lectura en diferentes municipios del país, en la actividad se toman fotografías del medidor y los datos son tabulados y analizados por el personal técnico de la Gerencia de Regulación de Calidad, los resultados obran en Informes trimestrales o semestrales.

3.5.3 Supervisión de la Verificación de la Precisión de Medidores en Campo y Laboratorio

Derivado de los sorteos de las muestras de medidores a verificar cada semestre según el número de lote, se realiza la actividad de supervisión en campo y laboratorio, con la finalidad de fiscalizar que el proceso se realice de forma adecuada y garantizar la práctica correcta de detección de medidores con mal funcionamiento.

Gráfica 46. Supervisiones en Campo y Laboratorio



Fuente: Información de fiscalizaciones de campo

Como resultado de la fiscalización del año 2016, la CNEE a través del departamento de Calidad Comercial realizó la supervisión de 52 actividades de verificación en diferentes municipios del país, derivado de la actividad de supervisión se tienen los archivos fotográficos.

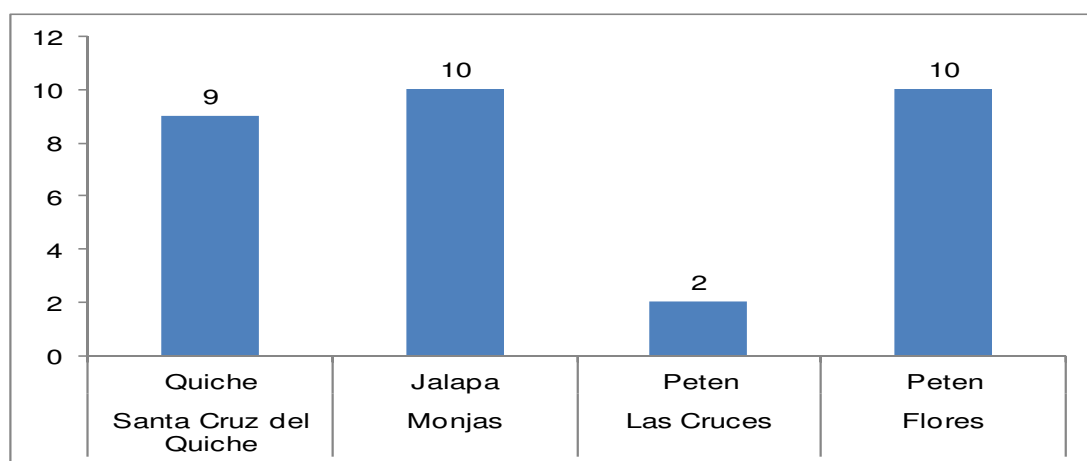
3.5.4 Inspecciones de Campo

Como parte de la resolución de procesos de denuncias, en algunos casos es necesaria la obtención de datos adicionales a los proporcionados por los denunciantes y los distribuidores, por lo que se realizan inspecciones de campo en las residencias de los usuarios, durante el año 2016, se realizaron 48 inspecciones de campo en diferentes municipios y departamentos del país.

3.5.5 Sustitución de Medidores

Este proceso tiene como finalidad verificar el cumplimiento de sustitución de lotes de medidores que según pruebas de verificación de la precisión se encontraron fuera de tolerancia.

Gráfica 47. Supervisiones en Campo y Laboratorio



Fuente: Información de fiscalizaciones de campo

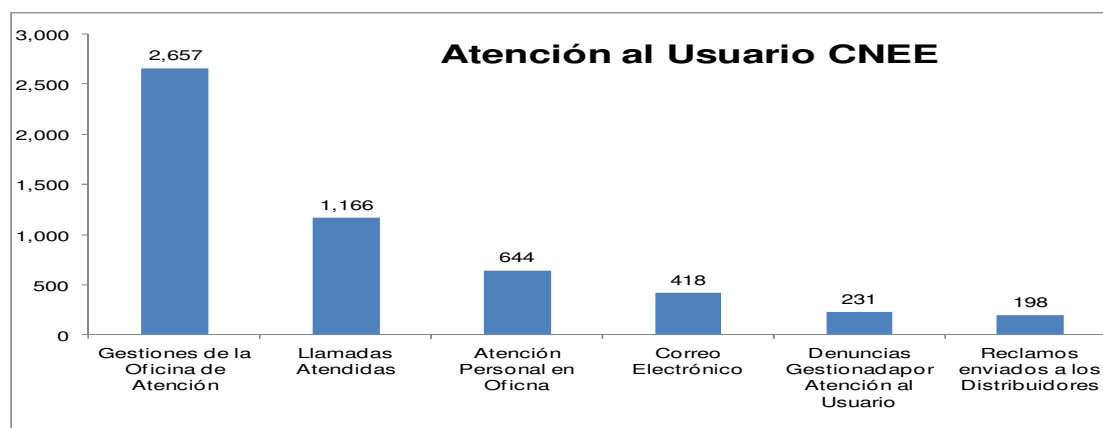
La supervisión de la sustitución se llevó a cabo en los municipios de las Cruces y Flores del departamento de Petén, Monjas, departamento de Jalapa y en Santa Cruz del Quiché, departamento de Quiché, realizando 31 actividades para verificar que efectivamente se está realizando la labor de sustitución de los medidores fuera de tolerancia de DEOCSA y DEORSA.

3.6 Atención al Usuario

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Oficina de Atención al Usuario, atiende diariamente las gestiones que realizan los usuarios ante la CNEE

por las siguientes vías: telefónicamente, página Web, correo electrónico y de forma presencial. El objetivo está enfocado a la atención de usuarios y la satisfacción de las necesidades de información o el apoyo en las gestiones ante los distribuidores. Esta actividad se realiza en cumplimiento a lo indicado en el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad que indica las funciones de la Comisión dentro de las cuales está “proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias”. A continuación se muestran los datos de la operativa realizada en el período 2016.

Gráfica 48. Atención al usuario CNEE



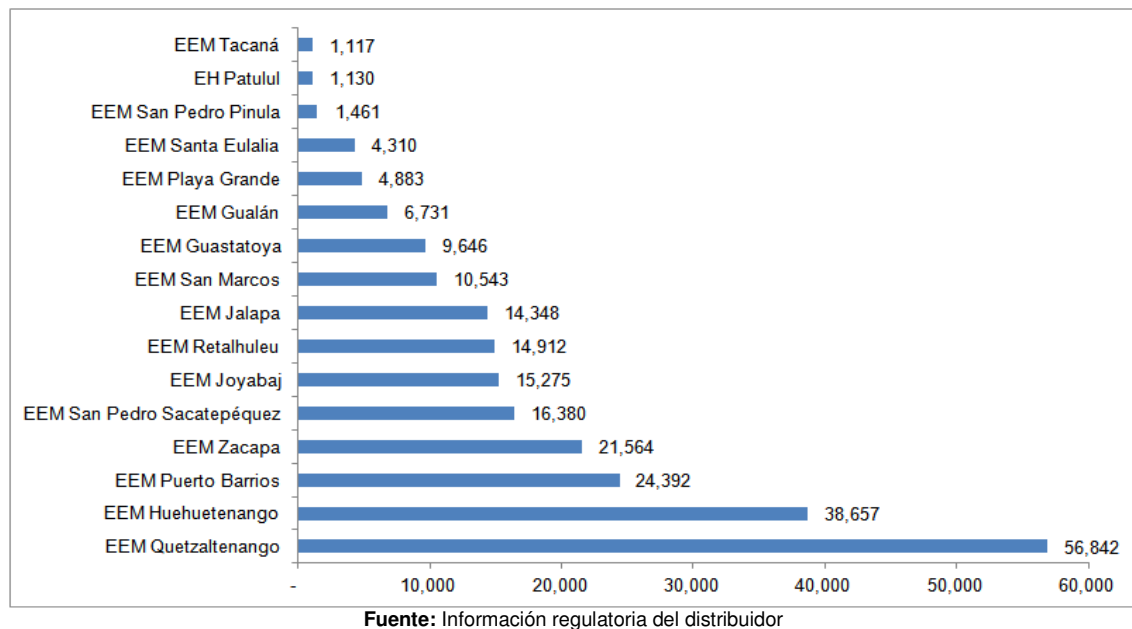
Fuente: Registros de CNEE

3.7 Estadísticas actividades de las Empresa Eléctricas Municipales.

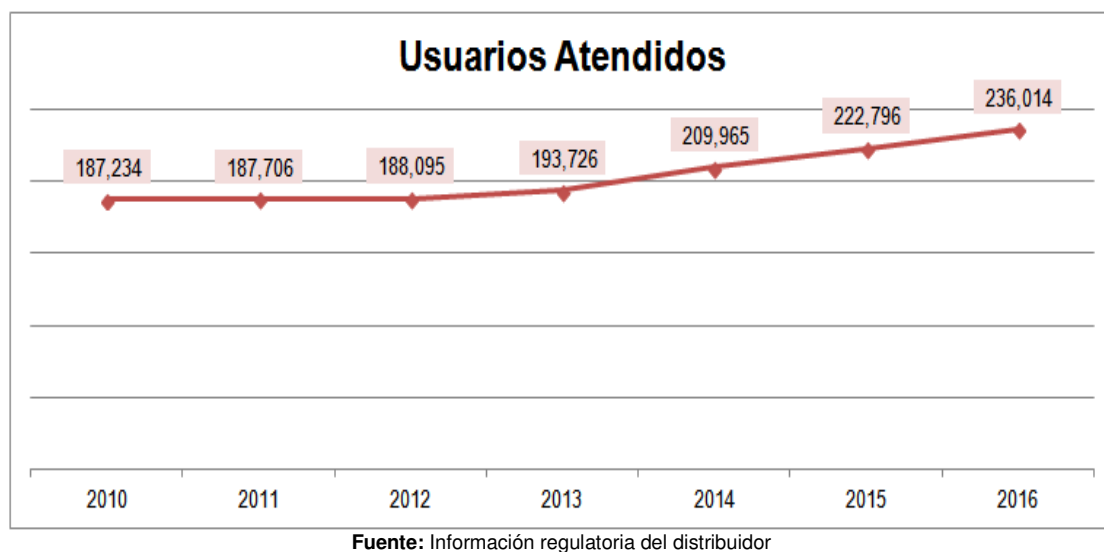
3.7.1 Usuarios a los que les presta el servicio de Distribución las Empresas Eléctricas Municipales.

Actualmente existen 16 distribuidoras llamadas Empresas Eléctricas Municipales (EEMs), ya que en su mayoría están vinculadas a la municipalidad, estas prestan el servicio de distribución final en las regiones de oriente y occidente, a un aproximado de 242,191 usuarios.

Gráfica 49. Usuarios por EEMs.



Gráfica 50. Histórico de Usuarios Atendidos por las EEMs.



El número de usuarios que atienden las EEMs, refleja una tasa promedio de crecimiento respecto a los últimos 4 años de 5.8%.

3.7.2 Envíos de Información de las Empresas Eléctricas Municipales.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica por medio de la Unidad de Apoyo a Empresas Eléctricas Municipales, con el objeto de que estas 16 distribuidoras cumplan a cabalidad con la obligaciones contenidas en la Ley General de

Electricidad y su Reglamento, en cuanto al régimen de calidad del servicio de distribución.

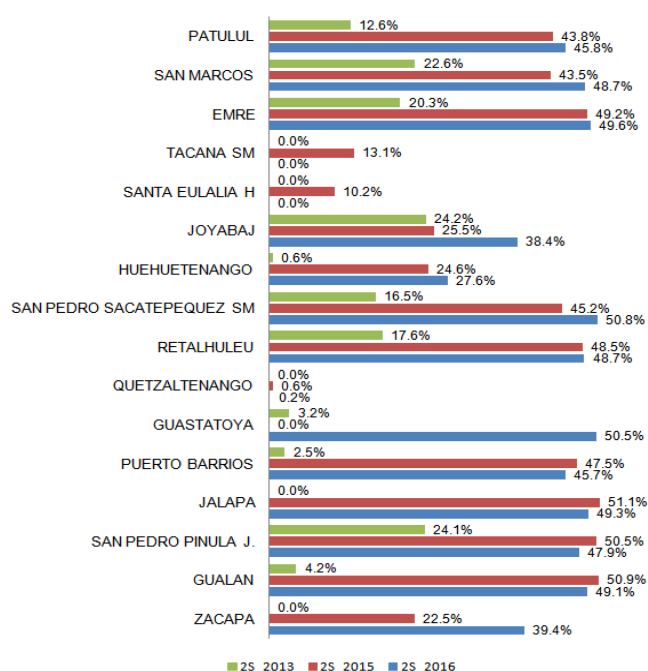
Tabla 6. Calificación de la información remitida por las EEMs, correspondiente al 2do semestre 2016.

Empresa Eléctrica Municipal	COMERCIAL		PRODUCTO	
	Mensual	Semestral	Mensual	Semestral
Zacapa	38.8%	40.0%	84.3%	66.7%
Gualan	58.2%	40.0%	98.6%	100.0%
San Pedro Pinula J.	55.9%	40.0%	99.8%	100.0%
Jalapa	61.5%	37.0%	100.0%	100.0%
Puerto Barrios	53.4%	38.0%	84.8%	0.0%
Guastatoya	61.0%	40.0%	89.2%	33.3%
Quetzaltenango	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%
Retalhuleu	61.4%	36.0%	96.0%	100.0%
San Pedro Sacatepéquez SM	63.5%	38.0%	96.4%	66.7%
Huehuetenango	35.3%	20.0%	21.7%	50.0%
Joyabaj	48.8%	28.0%	99.5%	100.0%
Santa Eulalia H	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Tacana SM	0.0%	0.0%	99.3%	0.0%
EMRE	60.3%	39.0%	100.0%	100.0%
San Marcos	61.5%	36.0%	99.3%	100.0%
Patulul	55.6%	36.0%	99.4%	100.0%

3.7.3 Calidad Comercial

El objetivo de la medición de la Calidad del Servicio Comercial es el de garantizar que el Distribuidor preste al usuario final, una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos, sin menoscabo de la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

Gráfica 51. Evolución de la información remitida por las EEMs en el tema de Calidad Comercial.

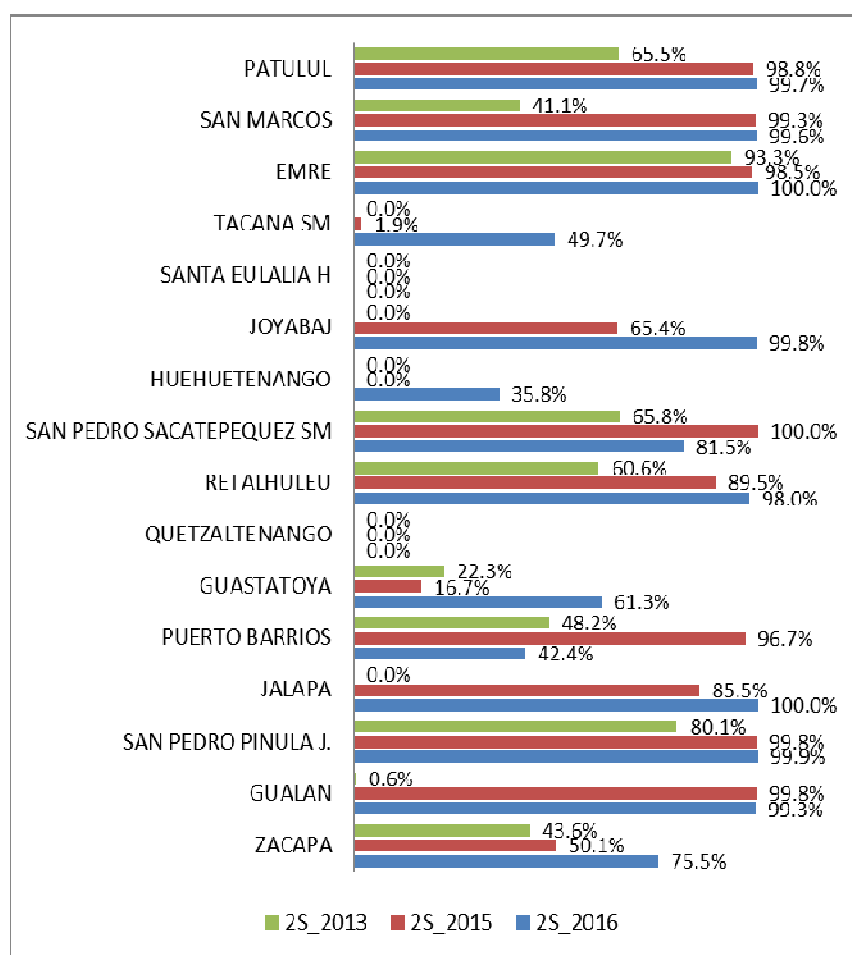


Fuente: Información regulatoria del distribuidor

3.7.4 Calidad del Producto Técnico

La calidad del Producto Técnico se evalúa por medio de las mediciones de varios parámetros de manera mensual, dentro de los cuales se encuentra el nivel de tensión. El objetivo de medir el nivel de tensión es el de calcular el indicador de regulación de tensión, para luego ser contrastado con la tolerancia específica, de manera que pueda concluirse respecto a cada medición si tiene o no mala regulación de tensión. Es de esta manera que las Empresas Eléctricas Municipales realizan mensualmente la evaluación del producto suministrado.

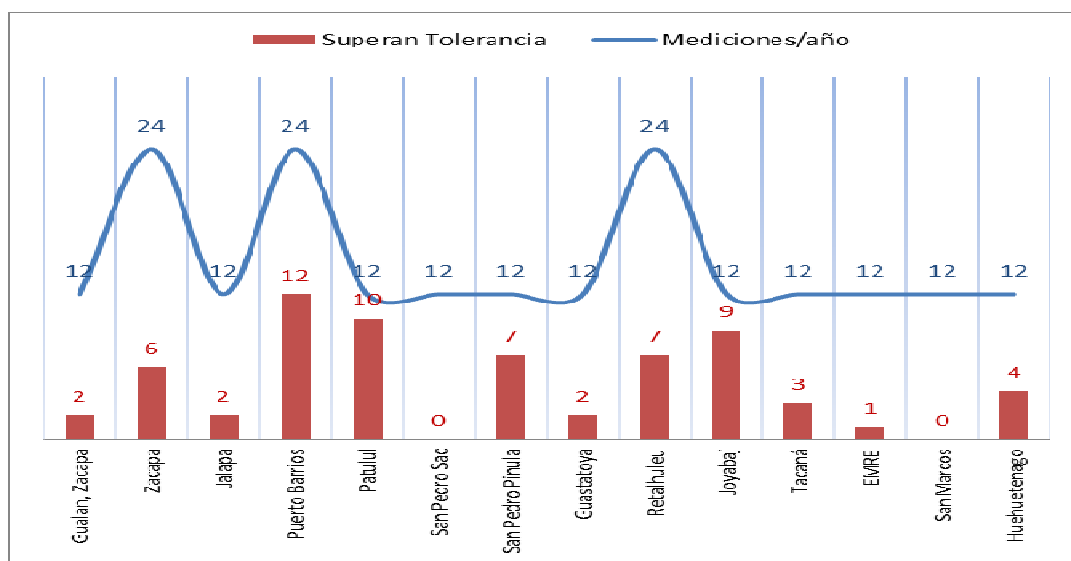
Gráfica 52. Evolución de la información remitida por las EEMs en el tema de Calidad del Producto Técnico.



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Del resultado de mediciones realizadas por cada EEM para el indicador de regulación de tensión, se categoriza cada una de ellas dependiendo si supera o no el indicador individual y si este fuera el caso procede indemnizar al usuario por parte del distribuidor hasta que este parámetro haya sido corregido por el mismo.

Gráfica 53. Mediciones con mala regulación de tensión en las EEMs, para el año 2016.



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Nota: Para la totalidad de mediciones realizadas en el año 2016 por las EEMs (192 mediciones), un 33.9% se encuentran con mala regulación de tensión, para las cuales la Comisión solicitó a la distribuidora respectiva, un plan de corrección.

Derivado de los hallazgos obtenidos al calcular el indicador de regulación de tensión y como resultado de la solicitud del plan de corrección solicitado por esta Comisión a las Empresas Eléctricas Municipales se han corregido 8 sectores, (la EEM de Gualán 2, Jalapa 2, Zacapa 1, San Pedro Pinula 1, Huehuetenango 1 y EMRE Ixcán 1), para lo cual el distribuidor ha tenido que realizar las inversiones correspondientes, según lo indica la gráfica siguiente.

Ilustración 3. Mejora en sector de la Regulación de tensión, EEM de Jalapa.



3.7.5 Calidad del Servicio Técnico

Para realizar una evaluación de la Calidad del Servicio de Distribución prestado por las Empresas Eléctricas Municipales, es necesario que estas cuenten con el vínculo centro de transformación usuario, además del levantamiento de la totalidad de la red de distribución.

3.7.6 Procedimiento para el levantamiento del sistema de distribución de las Empresas Eléctricas Municipales.

La Comisión definió un procedimiento para el levantamiento del sistema de distribución, de manera que las Empresas Eléctricas Municipales de manera sistemática cuenten con la información necesaria para la evaluación de la calidad del Servicio de Distribución prestado.

Derivado de la implementación de dicho procedimiento se tienen los siguientes avances por Empresa en cuanto al levantamiento de su sistema de distribución:

Ilustración 4. Diagrama Red Distribución EEM Gualán.

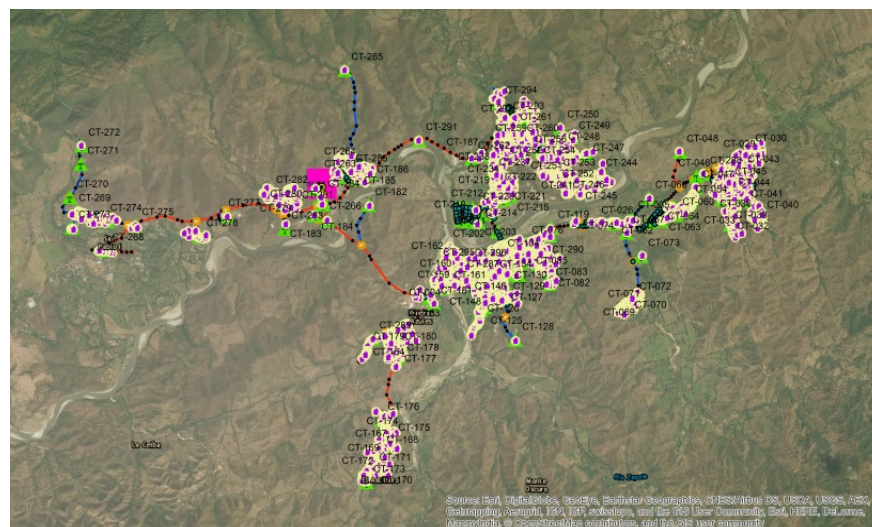


Ilustración 5. Diagrama Red Distribución EEM San Pedro Pinula.

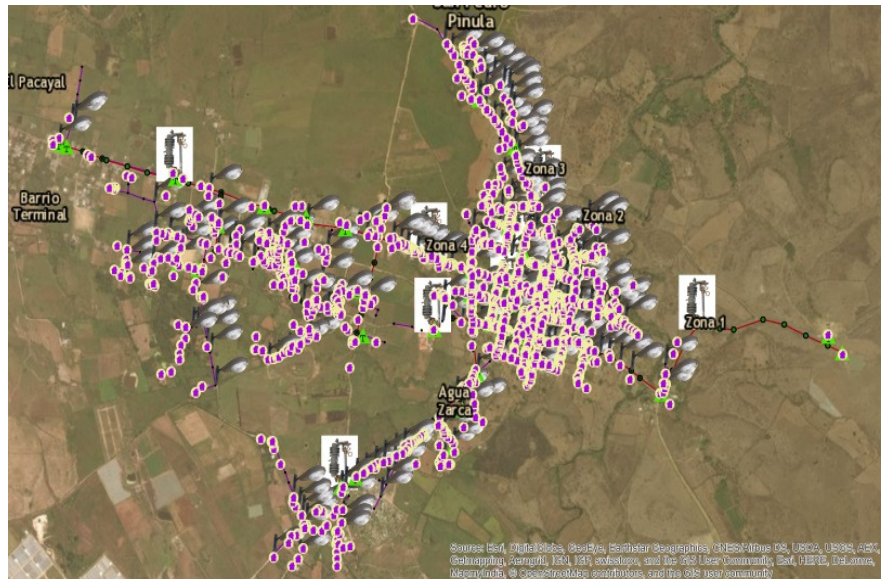
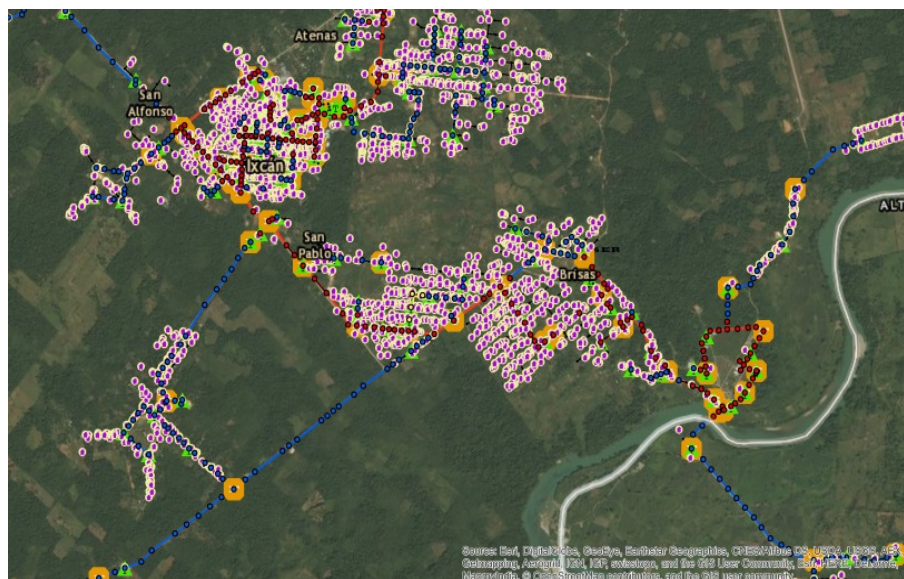


Ilustración 6. Diagrama Red Distribución EMRE Playa Grande Ixcán.



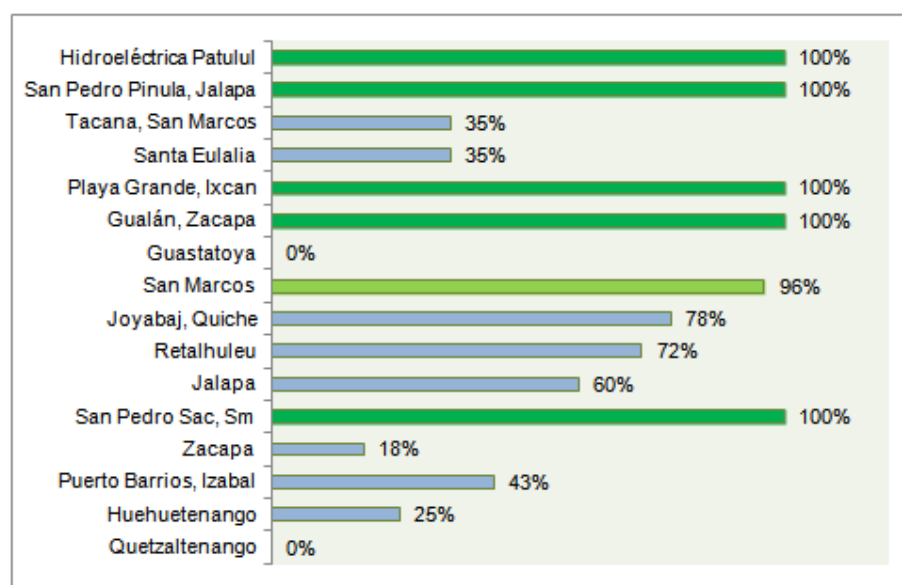
El proceso de levantamiento del sistema de distribución es un proceso definido por la Comisión en Apoyo a las EEMs, con el objetivo de brindar un medio para el levantamiento de activos y de información necesaria para el cumplimiento normativo, del cual se tiene el siguiente avance:

Tabla 7. Avance del levantamiento del sistema de distribución por EEM.

No.	EMPRESA ELÉCTRICA	Km Red MT	Km Red BT	Centros de Transformación	Número de Usuarios	% Avance
1	Quetzaltenango	0.0	0.0	0	0	0.0%
2	Huehuetenango	50.0	15.0	363	0	25.0%
3	Puerto Barrios, Izabal	341.0	136.9	1,408	0	43.4%
4	Zacapa	150.0	0.0	947	645	18.0%
5	San Pedro Sac., SM	100.2	184.7	565	15,313	100.0%
6	Jalapa	155.7	1.3	523	90	60.0%
7	Retalhuleu	70.0	50.4	159	4,060	72.2%
8	Joyabaj, Quiche	289.3	19.5	292	4,271	78.0%
9	San Marcos	83.5	85.1	390	9,075	96.1%
10	Guastatoya	0.0	0.0	0	0	0.0%
11	Gualán, Zacapa	58.7	34.8	336	3,220	100.0%
12	Playa Grande, Ixcán	83.8	79.6	195	4,343	100.0%
13	Santa Eulalia	5.4	0.0	0	0	35.0%
14	Tacana, San Marcos	5.6	0.0	7	0	35.0%
15	San Pedro Pinula, Jalapa	8.2	19.0	43	1,265	100.00%
16	Hidroeléctrica Patulul	10.0	13.8	42	760	100.0%
	TOTAL	1,411	640	5,270	43,042	60.17%

	Levantamiento Finalizado
--	--------------------------

Gráfica 54. Porcentaje de avance del levantamiento del sistema de distribución.

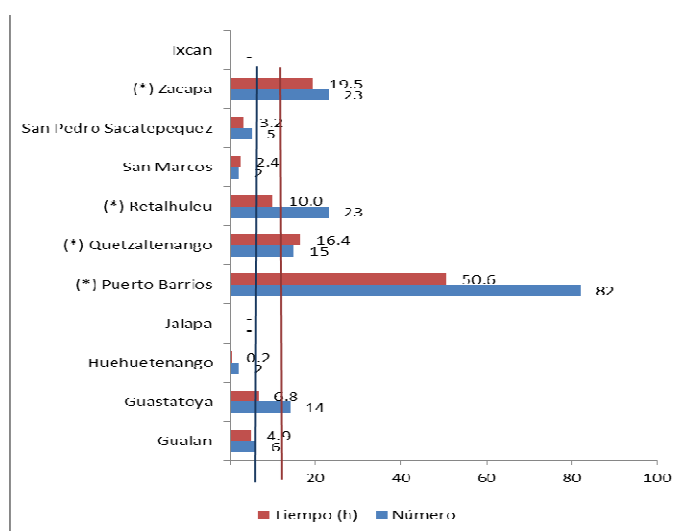


Fuente: Información regulatoria del distribuidor

3.7.7 Interrupciones por circuito de las Empresas Eléctricas Municipales

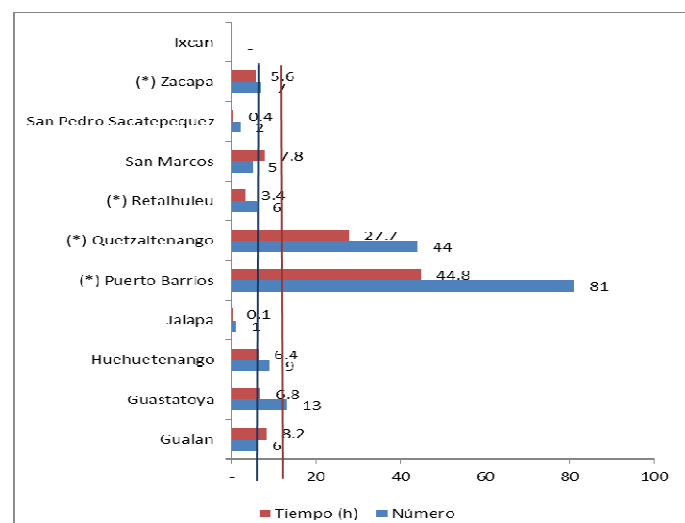
En cumplimiento a las Normas Técnicas de Calidad de Transporte y Sanciones – NTCSTS– y con el objetivo de establecer entre varios el índice de referencia para calificar la calidad del servicio técnico, los distintos transportistas remiten información regulatoria, dentro de la cual incluyen el número de interrupciones en el punto de entrega, para lo cual se tienen los siguiente datos de interrupciones de los circuitos responsabilidad de las distintas EEMs:

Gráfica 55. Número y duración de interrupciones del dispositivo de protección del circuito de salida por EEM, para el 1er Semestre 2016.



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

Gráfica 56. Número y duración de interrupciones del dispositivo de protección del circuito de salida por EEM, para el 2do Semestre 2016.



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

*Nota: Las EEMs identificadas con * tienen más de un circuito de salida de subestación.*

Derivado de esta estadística se ven incumplimientos a las tolerancias (indicadas con las líneas de color rojo y azul), por lo que la Comisión generará los procesos de investigación al respecto de los mismos.

Las tolerancias de interrupciones por semestre, para usuarios en baja tensión urbanos son: 6 interrupciones y 12 horas máximo de duración.

3.7.8 Actividades de apoyo Técnico con las EEMs.

Además de realizar las actividades de fiscalización y de evaluación del cumplimiento normativo, la Comisión por medio de la Unidad de Apoyo a Empresas Eléctricas Municipales realiza actividades de asesoría en aspectos técnicos, como la reducción de pérdidas y alumbrado público, además de implementación de sistemas de gestión de calidad para la evaluación, identificación de problemáticas y resolución de las mismas en cuanto a la calidad del servicio de distribución.

3.7.9 Evaluación de las puestas a tierra instaladas en la red de distribución de las EEMs.

Las puestas a tierra dentro del sistema de distribución tienen su importancia, ya que sirven de punto de referencia para los voltajes nominales, además de servir de sumidero cuando existen. Por lo que se hacen evaluaciones de estos elementos en las redes de las EEMs, verificando su sólida conexión a tierra y midiendo la resistencia de las mismas, ya que esta se variable en el tiempo. Esto con el objeto de que las EEMs sepan hacer estas evaluaciones y adopten estas buenas prácticas. Durante el año 2016 se realizaron evaluaciones de puestas a tierra, encontrándose 19 hallazgos para las distintas EEMs.

Ilustración 7. Mediciones de algunas puestas a tierra en las EEMs.

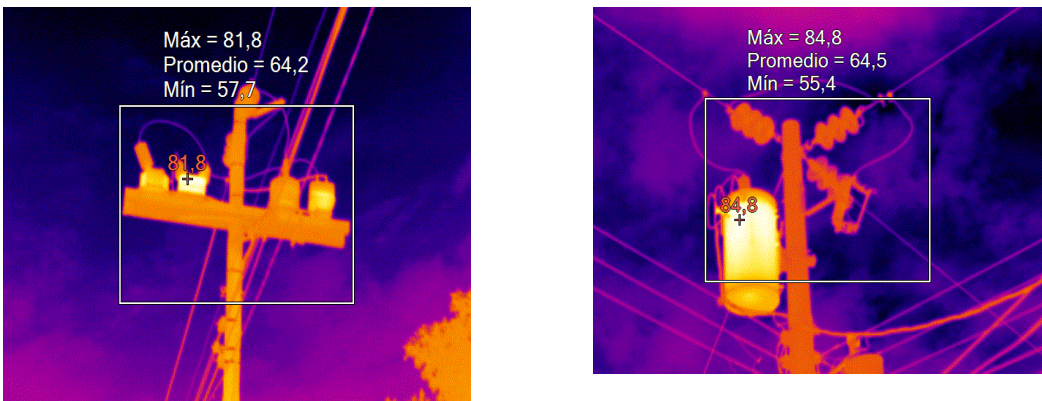


Fuente: Inspecciones realizadas por la Unidad de Apoyo Municipal

3.7.10 Uso de Termografía para detección de puntos calientes.

La detección de puntos calientes en la red de distribución es de vital importancia para prevenir futuros cortes del suministro, o fallas en equipos, por lo que la Comisión realiza la actividad de seguimiento y asesoría en la detección de este tipo de inconvenientes, por medio del uso de cámara termográfica para la detección de puntos calientes en las EEMs. Estos son corregidos por las EEMs de manera que se eviten los riesgos relacionados.

Ilustración 8. Hallazgos conteniendo algunos puntos calientes en las EEMs.



Fuente: Información regulatoria del distribuidor

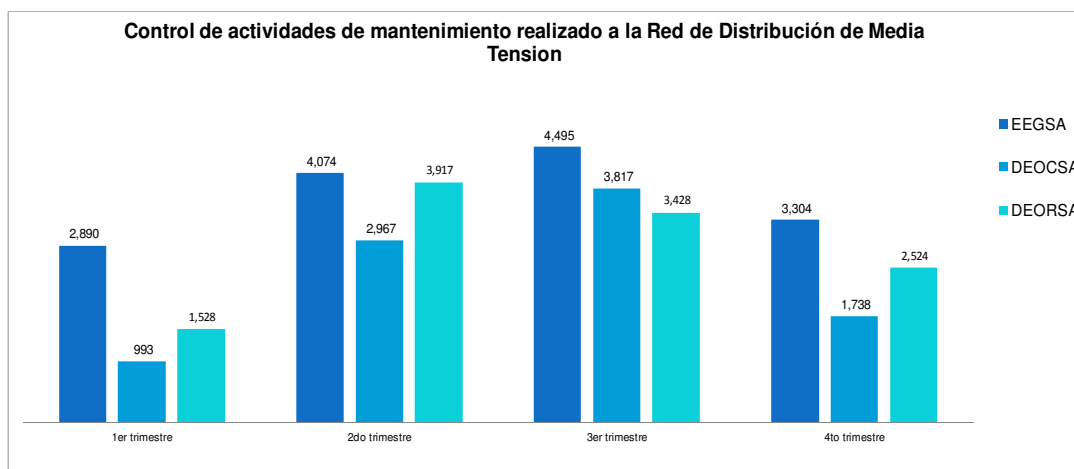
4 Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución - NTDOID

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.

Las normas NTDOID, 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., aplicable a líneas y subestaciones de distribución.

La Comisión desarrolló procedimientos para velar por el cumplimiento de dicha norma, requiriendo a las distribuidoras información relacionada con mantenimientos efectuados en las instalaciones de distribución, lo cual se complementa con actividades de fiscalización muestral efectuada por personal de CNEE, a efecto de establecer indicadores que permitan determinar el estado de las redes de distribución y su relación con la calidad del servicio de la norma técnica de calidad NTSD.

Gráfica 57. Actividades de mantenimiento en líneas de Media Tensión.



*La información de EEGSA se encuentra actualizada hasta el mes de Noviembre 2016.

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.

4.1 Monitoreo de Mantenimientos de Distribución

CNEE realizó la fiscalización integral al cumplimiento en las Redes de Distribución al marco regulatorio vigente relacionado con la normativa NTDOID, en los temas de operación y mantenimiento de las instalaciones de red de los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

Tabla 8. Actividades de mantenimiento a líneas de Media Tensión.

Agente	Mantenimiento de líneas						Tipo de mantenimiento (%)	
	Tipo de mantenimiento	Poda		Inspección		Total de circuitos con actividad	Preventivo	Correctivo
		Tramos	km	tramos	km			
EEGSA	Preventivo			328	-	2,860	176 de 179	24%
	Correctivo	-	10,553		-	11,903		
DEOCSA	Preventivo	-	-	-	6,247	3,736	125 de 134	39%
	Correctivo	-	5,559	-	-	5,779		
DEORSA	Preventivo	-	-	-	9,640	3,966	122 de 126	35%
	Correctivo	-	5,730	-	-	7,431		

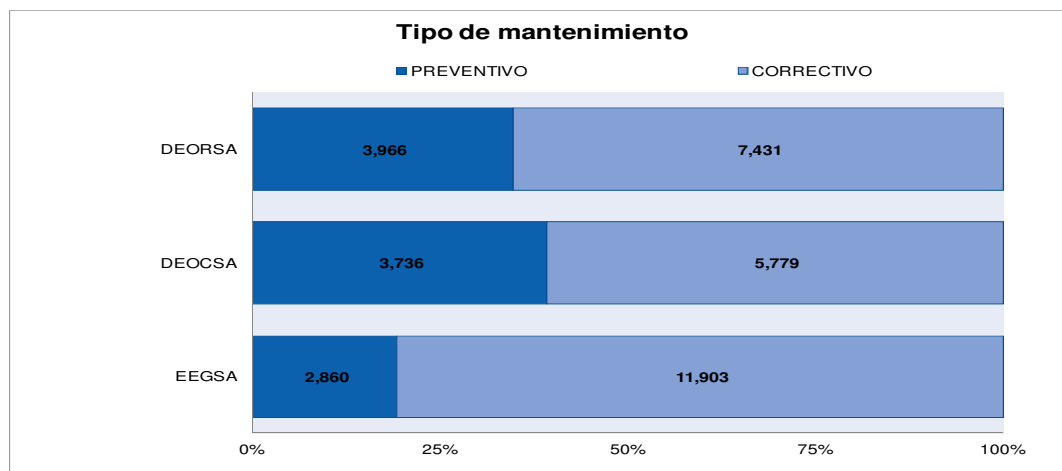
Con relación al mantenimiento de poda y tala de arbolado y la inspección de línea correspondiente a EEGSA la información se presenta en apartados separados ya que la información reportada se encuentra en unidades diferentes, debido a la metodología de trabajo que ésta maneja, actualmente se está realizando una serie de reuniones de trabajo con los tres Distribuidores mayoritarios con el objetivo de estandarizar la información remitida y desarrollar los perfiles generales de mantenimiento.

4.1.1 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. Se observa en esta tabla datos de actividades de mantenimientos realizados durante el año, los cuales se han desglosado en preventivos y correctivos. Así mismo se han catalogado los datos en tres rubros, como lo son: Poda y tala de arbolado, inspección de línea, y actividades de mantenimiento de equipos de línea, tales como postes, fusibles, aisladores, retenidas, tierras, hilos de guarda, etc.

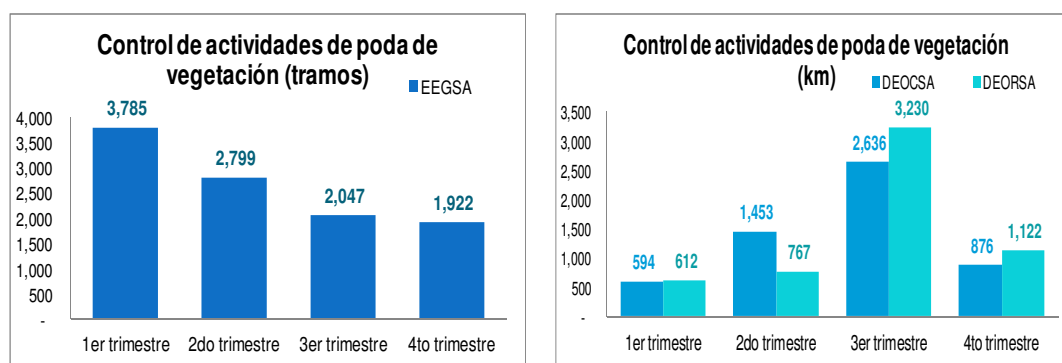
Gráfica 58. Tipo de mantenimiento realizado en las instalaciones de red de Media Tensión



Fuente: Información remitida por el distribuidor

La gráfica anterior presenta información en cuanto al peso del tipo de mantenimiento que realizaron DEOCSA, DEORSA Y EEGSA a sus redes de distribución de media tensión, se puede observar que el mantenimiento correctivo realizado por DEORSA representa el 65%, para DEOCSA el 61% y para EEGSA el 81% del total de actividades reportadas.

Gráfica 591. Control mensual de poda y tala de arbolado 2016

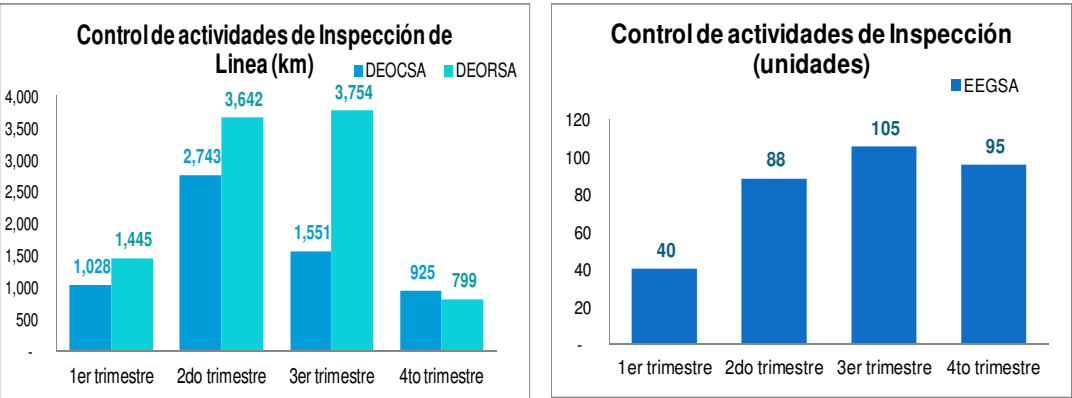


Fuente: Fiscalizaciones NTDOID

Se observa la distribución anual de la poda y tala de arbolado realizada por los Distribuidores según la información reportada. En DEOCSA y DEORSA existe una

mayor actividad en el tercer trimestre. En el caso de EEGSA se observa un decremento durante el año en la realización de dicha actividad.

Gráfica 60. Actividades de inspección de línea por trimestre



Fuente: Fiscalizaciones NTDOID

La gráfica muestra los kilómetros reportados en la actividad de inspección de línea media tensión. DEOCSA realizó 6,247 km y DEORSA 9,640 km de inspección de línea. EEGSA por su parte desglosa su actividad de inspección de línea en diferentes actividades de inspección de equipo la cual reporta en unidades.

Tabla 9. Ejecución de actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA

Tipo de mantenimiento	Actividad	DEOCSA	DEORSA	Unidad
Preventivo	Inspección de línea	5,464	8,965	km
	Anclajes	176	364	Unidades
	Aplomado de postes	176	204	Unidades
	Cambio de cruceros	375	277	Unidades
	Cambio de cortacircuitos	404	207	Unidades
	Limpieza de conductores	200	64	km
	Medición de tierras	469	158	Unidades
	Mejora de tierras	859	709	Unidades
	Reconductorado	-	-	km
	Protección de postes	-	-	Unidades
	Retranqueos	40	72	Unidades
	Poda de vegetación	5367	4608	km
	Limpieza subestación	-	-	Unidades
	Cambio de centros transformación	514	592	Unidades
	Revisión de centros transformación y suministros	190	68	Unidades
	Cambio de fase de centros de transformación	-	-	Unidades
	Mantenimiento Preventivo SE	-	-	Unidades
	Limpieza de aisladores	238	722	Unidades
Correctivo	Traccionar conductor	-	-	km
	Cambio de Bushing Media Tensión	-	-	Unidades
	Cambio de Fusible	396	510	Unidades
	Reparación de línea rota	-	-	Unidades
	Cambio de Retenidas	204	69	Unidades

Tipo de mantenimiento	Actividad	DEOCSA	DEORSA	Unidad
	Cambio de conductor por deterioro.	19	10167	km
	Substituir capacitor	-	-	Unidades
	Substituir regulador	-	-	Unidades
	Maniobras de reposición del servicio	-	-	Unidades
	Retensado de retenidas	140	122	Unidades
	Cambio de Bushing Baja Tensión	-	-	Unidades
	Cambio de Bajadas de centro de transformación	-	-	Unidades
	Rep. Acometida	38	1376	Unidades
	Mantenimiento acometida por falso contacto	-	-	Unidades
	Sustituir aceite del transformador	-	-	Unidades
	Cambio puente auxiliar	-	-	Unidades
Preventivo y correctivo	Cambio de aisladores	2467	1525	Unidades
	Cambio de postes	478	953	Unidades
	Cambio de pararrayos	173	23	Unidades
	Cambio de Conectores	694	765	Unidades

La tabla anterior muestra el desglose de actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA.

Tabla 10. Ejecución de actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA en MT.

Tipo de mantenimiento	Actividad de mantenimiento Media Tensión	Ejecución
Correctivo	Cambio de fusible	37
	Cambio de Recloser	1
	Instalación de conductor	8
	Instalación de cortacircuitos y portafusibles	8
	Instalación de transformador	170
	Reparación de aislador	242
	Reparación de conductor	2582
	Reparación de cortacircuitos	706
	Reparación de fusible	200
	Reparación de pararrayos	186
	Reparación de poste	1
	Reparación de reconectador	7
	Reparación de Seccionallizador	17
	Reparación de transformador	2901
Preventivo	Cambio de aislamiento	1
	Cambio de banco de capacitores	10
	Cambio de crucero	358
	Cambio de extensión primaria	48
	Cambio de herrajes	3
	Cambio de soporte y/o aislador	770
	Instalación de ancla	56
	Instalación de cortacircuito o seccionador	2

Tipo de mantenimiento	Actividad de mantenimiento Media Tensión	Ejecución
	Instalación de pararrayos	123
	Instalación de poste	27
	Instalación de puentes	2
	Instalación de puesta a tierra	5
	Mantenimiento de seccionador	31
	Reparación de tirante aéreo	72
Preventivo y Correctivo	Cambio de aislador	417
	Cambio de conductor	491
	Cambio de cortacircuitos	162
	Cambio de pararrayos	147
	Cambio de poste	236
	Cambio de transformador	1041

Son 11,068 (unidades) el total de actividades de mantenimiento tanto preventivo como correctivo reportadas por EEGSA.

Tabla 11. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA en líneas de baja tensión.

Tipo mantenimiento	Actividad de mantenimiento Baja Tensión	Ejecución
Preventivo	Aplomado de poste	1
	Cambio de soporte secundario	160
Correctivo	Cambio de acometida	138
	Cambio de aislador	109
	Cambio de contador	77
	Cambio de poste	17
	Instalación de acometida	6
	Instalación de conductor	11
	Instalación de contador	2
	Reparación de acometida	10434
	Reparación de aislador	224
	Reparación de conductor	1956
	Reparación de contador	171
Preventivo y Correctivo	Cambio de conductor	270

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 CNEE, se efectúa acciones regulatorias a efecto de incentivar la realización de mantenimientos en red que signifiquen una mejora en la calidad de servicio prestado.

4.1.2 Análisis del Estado de las Redes de Distribución

Con el propósito de estimar el estado de las redes, se efectuó el análisis de las instalaciones de EEGSA, DEORSA y DEOCSA a través de la auditoría muestral aleatoria de los tramos de Media Tensión reportados por las mismas, calculando una

muestra estadística con un 10% de error. Posteriormente, se fiscalizaron dichos tramos durante el transcurso del año, obteniendo resultados acumulados y un resultado final.

Durante la fiscalización a cada tramo, se verificó el cumplimiento a la Normativa de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDROID), obteniendo para cada actividad efectuada una evaluación de cumplimiento por tramo de distribución en media tensión.

Tabla 12. Resultado de la fiscalización de tramos.

Trimestre	1º Trimestre	2º Trimestre	3º Trimestre	4º Trimestre	Resultados Acumulados
% Incumplimiento	19%	37%	43%	54%	38%
Incumplimientos	10	19	17	32	78
Tramos Fiscalizados	53	52	40	59	204

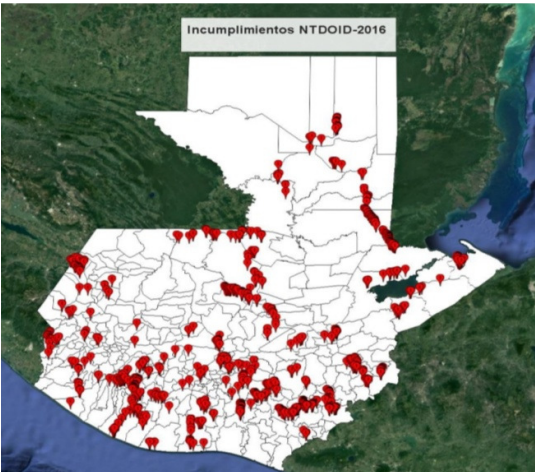
La tabla anterior muestra la cantidad de tramos fiscalizados por trimestre para EEGSA, DEOCSA y DEORSA y la cantidad con hallazgos de incumplimientos. En total se fiscalizaron 204 tramos de media o baja tensión, los hallazgos de incumplimientos normativos encontrados fueron 78, lo cual representa un 38% del total fiscalizado.

Tabla 13. Resultados de la auditoría por Distribuidor para determinar el estado de las instalaciones.

Distribuidor	Tramos fiscalizados que presentaron incumplimientos
EEGSA	21%
DEOCSA	41%
DEORSA	53%

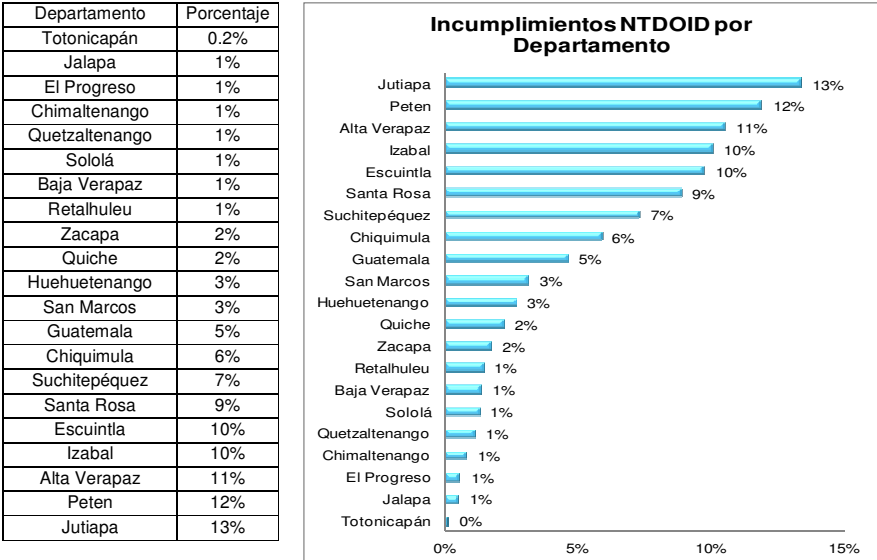
La CNEE lleva a cabo actividades de seguimiento para mejorar el cumplimiento normativo de los Distribuidores, habiendo requerido un plan de mejora a inicios de 2017 para subsanar los 1290 incumplimientos del año 2016.

Ilustración 9. Mapa de ubicación geográfica de hallazgos CNEE de incumplimientos NTDOID del año 2016.



El mapa anterior, muestra los hallazgos de incumplimientos a la normativa NTDOID derivado de diversas actividades efectuadas. A continuación, se incluye un detalle de los hallazgos de incumplimientos NTDOID, resultado de las actividades de fiscalización efectuada por CNEE.

Tabla 14. Hallazgos de Incumplimientos NTDOID encontrados durante las fiscalizaciones.



La tabla anterior presenta los resultados por departamento del análisis del cumplimiento a la normativa NTDOID. Puede observarse la cantidad de incumplimientos. La totalización de hallazgos incluye la fiscalización muestral y hallazgos adicionales.

Tabla 15. Tipo de Hallazgos NTDOID derivados de la fiscalización muestral

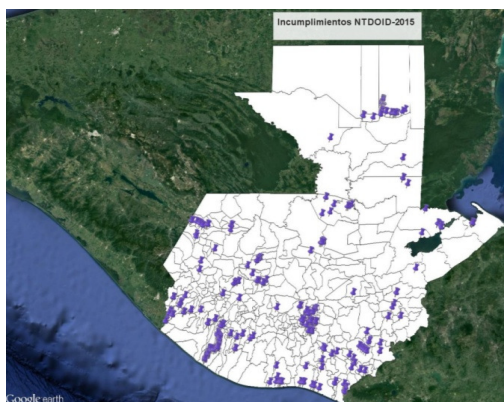
Tipo de Incumplimientos	Porcentaje	Cantidad
Invasión de vegetación MT/BT	75.50%	974
Invasión de vegetación MT	12.64%	163
Invasión de vegetación BT	6.28%	81
Poste Inclinado	2.79%	36
Distancias de Seguridad	1.01%	13
Falta aterrizamiento	0.54%	7
Invasión de vegetación BT y Poste Inclinado	0.16%	2
Invasión de Vegetación MT y Poste Inclinado	0.16%	2
Poste en mal estado	0.16%	2
Transformador en mal estado	0.16%	2
Aislador quebrado	0.08%	1
Elemento extraño	0.08%	1
Objeto extraño	0.08%	1
Peligro de colisión	0.08%	1
Poste Inclinado y Retenida Reventada	0.08%	1
Poste Inclinado/Libranza BT	0.08%	1
Poste Inclinado/Rajado	0.08%	1
Retenida Reventada	0.08%	1

La tabla muestra los diferentes tipos de incumplimientos encontrados durante la fiscalización muestral y los hallazgos adicionales encontrados. Estos hallazgos han sido notificados a los Distribuidores para realizar las adecuaciones correspondientes.

4.1.3 Seguimiento Plan de Mejora 2016– EEGSA, DEOCSA y DEORSA

En el año 2016, se solicitó a los Distribuidores la corrección de 570 incumplimientos a las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución. En los gráficos siguientes se presentan las ubicaciones de los incumplimientos y los resultados finales del plan.

Ilustración 10. Mapa de ubicación de los 570 incumplimientos NTDOID del año 2016.



La imagen presenta en forma geográfica la ubicación de los Hallazgos NTDOID que formaron parte del plan 2016 de EEGSA, DEORSA y DEOCSA.

4.2 Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones 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 de la normativa NTDOID, en los casos en que aplique.

La Comisión desarrolló en los últimos años, procedimientos para velar por el cumplimiento de la norma NTDOST por parte de los Transportistas, requiriendo información relacionada con los mantenimientos efectuados en sus instalaciones y realiza actividades para incentivar el cumplimiento normativo, y la confiabilidad del sistema.

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, DEGT, TREO, TRECSA 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.

Tabla 16. Acumulado de actividades de mantenimiento realizado por los transportistas.

Acumulado de actividades de mantenimiento realizado por los transportistas en el año 2016										
TRANSPORTISTA	MANTENIMIENTO DE LINEAS				MANTENIMIENTO SUBESTACIONES			MANTENIMIENTO PROTECCIONES		
	PODA (km)	INSPECCION (km)	MTTO (unidades)	MEDICION (unidades)	INSPECCION (unidades)	MTTO (unidades)	MEDICION (unidades)	INSPECCION (unidades)	MTTO (unidades)	MEDICION (unidades)
DEGT	-	19.24	-	186	470	25	79	684	44	63
EPR	51.58	474.05	5	-	2,417	2	13	1,073	-	56
ETCEE	31.33	6,479	6,373	6,463	5,647	851	1,048	2,859	1,064	1,325
RECSA	0.50	146.78	246	-	1,091	166	21	3	12	42
TRANSNOVA	10.91	6.1	80	-	-	21	60	12	12	-
TRECSA	14.59	644.68	329	-	9,440	97	-	3,877	-	-
TRELEC	13.83	13	722	243	3,358	6,148	1,326	66	5	86
TREO	50.16	679.2	147	358	6,348	546	135	1,615	288	211

La tabla presenta el resumen de las actividades del año 2016, para 8 transportistas, las que son catalogadas en tres rubros: Líneas, Subestaciones y Protecciones.

Tabla 17. Acumulado de actividades indirectas o de bajo nivel, realizadas por los transportistas.

	DEGT	EPR	ETCEE	RECSA	TRANSNOVA	TRECSA	TRELEC	TREO
Líneas	-	72	337	205	-	28	34	-
Subestaciones	-	-	120	103	5	1,775	218	1,213
Protecciones	216	45	741	5	-	-	-	22

Las actividades descritas, abarcan apriete de borneras, extracción de oscilografías, pintura de gabinetes, aplicación de insecticidas, etc. Las mismas son

complementarias y de gran importancia para el buen funcionamiento de las instalaciones del sistema de transporte.

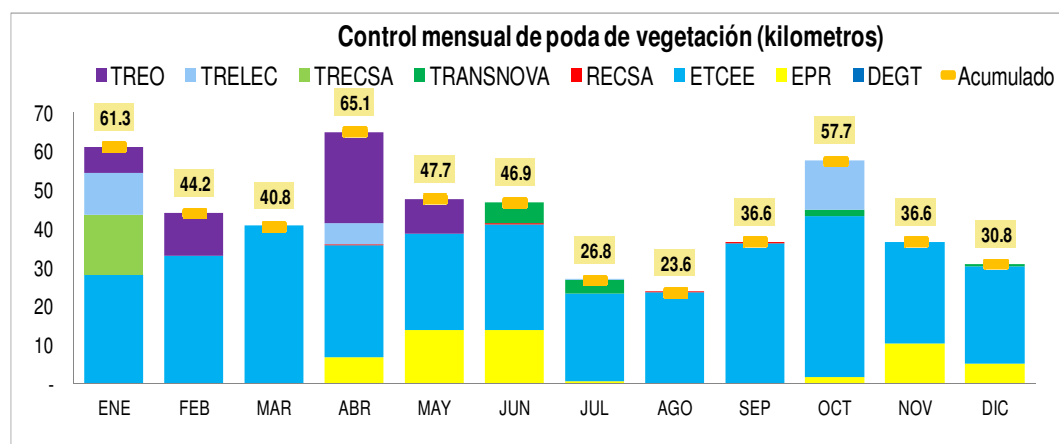
4.2.2 Mantenimiento Líneas de Transporte

En la tabla siguiente se muestra el reporte de la poda y tala de arbolado que cada transportista realizó a sus líneas de transmisión, la información se muestra agrupada de manera trimestral.

Tabla 18. Poda y tala de arbolado realizado por los diferentes transportistas, datos en km.

Control de poda de vegetación (kilómetros)													
TRANSPORTISTA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Acumulado Anual
DEGT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EPR	-	-	-	6.9	13.7	13.8	0.4	-	-	1.6	10.2	5.0	51.6
ETCEE	28.1	33.0	40.8	29.0	25.1	27.5	22.9	23.6	36.4	41.9	26.4	25.4	360.1
RECSA	-	-	-	0.2	-	0.1	-	0.1	0.2	-	-	-	0.5
TRANSNOVA	-	-	-	-	-	5.5	3.4	-	-	1.6	-	0.5	10.9
TRECSA	15.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.6
TRELEC	10.9	-	-	5.6	-	-	0.1	-	-	12.6	-	-	29.3
TREO	6.7	11.1	-	23.4	8.9	-	-	-	-	-	-	-	50.2
Acumulado	61.3	44.2	40.8	65.1	47.7	46.9	26.8	23.6	36.6	57.7	36.6	30.8	518.08

Gráfica 61. Poda y tala realizada por transportistas mostrada trimestralmente.



Fuente: Fiscalizaciones NTDOID

Se observa una mayor actividad de poda durante los meses de la época de invierno.

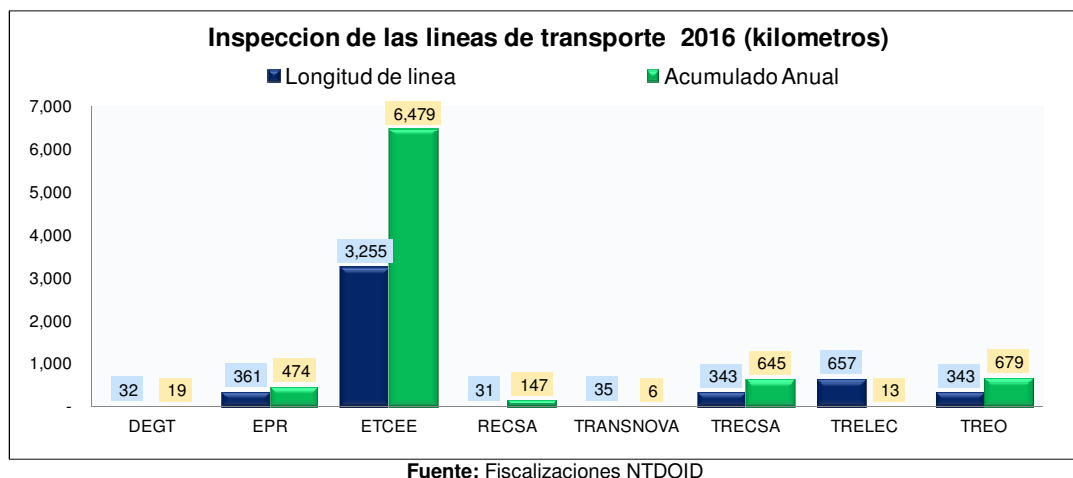
Respecto a la inspección de línea que cada transportista hace, se presenta la información mensual remitida, donde se compara la cantidad de kilómetros de inspección realizada con la longitud de línea.

Tabla 19. Control de actividades de inspección de línea en kilómetros.

Control de actividades de inspección de línea (kilómetros)															
Agente	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total Anual	Longitud línea	
DEGT	1.4	1.4	1.7	1.4	1.4	2.2	1.9	1.9	1.9	1.5	1.4	1.4	19	32	

Control de actividades de inspección de línea (kilómetros)														
Agente	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total Anual	Longitud línea
EPR	-	50.4	32.3	55.4	38.8	20.4	52.5	49.6	45.3	50.5	57.0	21.8	474	361
ETCEE	500.7	367.0	347.5	409.8	359.8	1,135.0	527.8	565.5	316.0	904.6	549.4	496.0	6,479	3255
RECSA	-	-	112.7	-	10.3	-	-	18.5	-	-	5.2	-	147	31
TRANSNOVA	1.5	2.3	2.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	35
TRECSA	46.6	6.7	92.4	94.8	92.4	92.4	41.5	64.0	28.5	28.5	28.5	28.5	645	343
TRELEC	-	-	10.6	2.8	-	-	-	-	-	-	-	-	13	657
TREO	51.5	69.7	-	61.1	76.4	76.5	39.1	71.1	117.1	4.3	68.9	43.3	679	343
Acumulado	602	497	600	625	579	1,326	663	770	509	989	710	591	8,463	

Gráfica 62. Inspección de línea realizada por transportistas



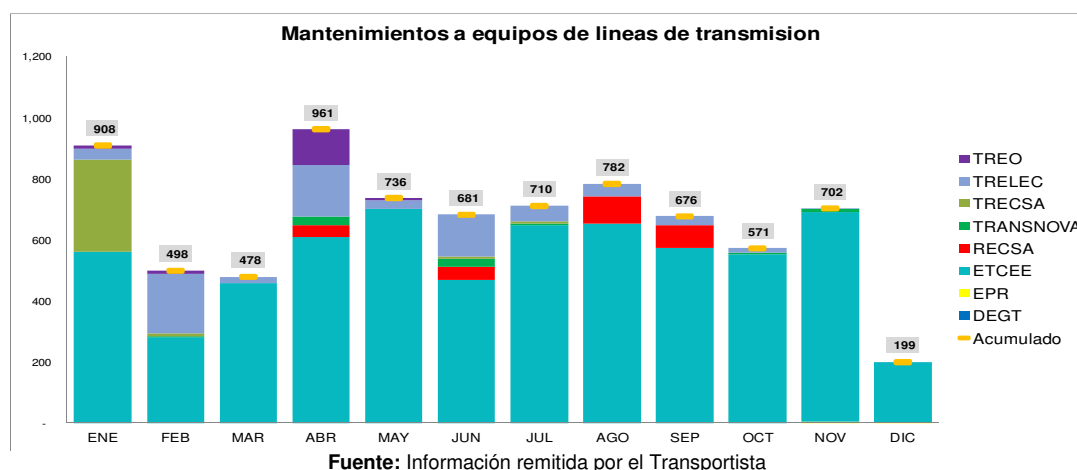
Adicional a las actividades de poda y tala de arbolado e inspección de línea, los transportistas reportaron actividades de mantenimiento a equipos que pertenecen a las líneas de transmisión, según el siguiente detalle mensual.

Tabla 20. Mantenimiento a equipos de líneas de transporte por mes, en unidades.

Control de actividades de Mantenimientos de línea 2016													
TRANSPORTISTA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Anual
DEGT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EPR											3	2	5
ETCEE	558	280	456	608	701	468	645	651	571	551	687	197	6,373
RECSA				37		43		90	76				246
TRANSNOVA		2		30		26	6			6	10		80
TRECSA	304	11				7	7						329
TRELEC	34	195	22	169	27	137	52	41	29	14	2		722
TREO	12	10		117	8								147
Acumulado	908	498	478	961	736	681	710	782	676	571	702	199	7,902

Los datos de la tabla representan mantenimientos realizados a las líneas de transporte, tales como: limpieza de aisladores, mejora de aislamientos y puestas a tierras, cambios de pararrayos, etc. La tabla anterior, se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfica 63. Mantenimiento a equipos de líneas de transmisión.



La gráfica muestra las actividades de mantenimiento reportadas mensualmente por cada transportista. Dichas actividades son relacionadas con mantenimiento: limpieza de aisladores, mejora de aislamientos y puestas a tierras, cambios de pararrayos, etc.

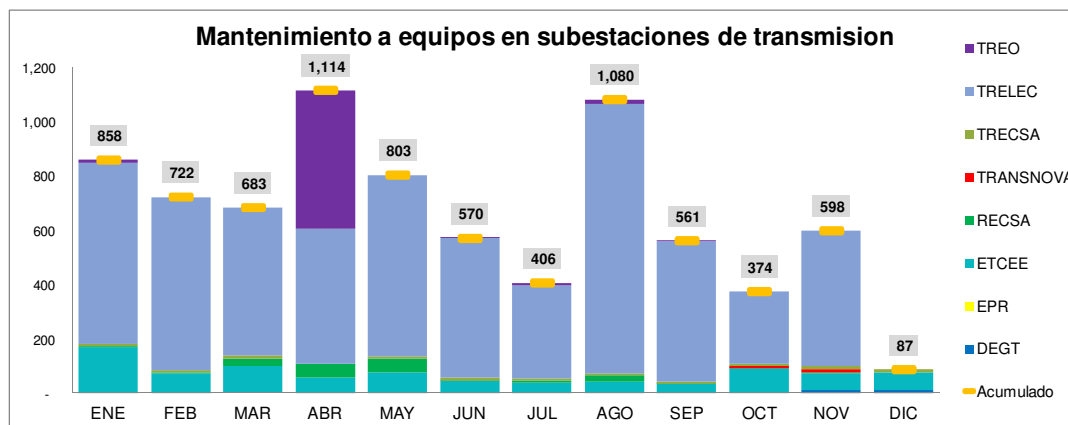
4.2.3 Mantenimientos Subestaciones de Transporte

El detalle de actividades de mantenimientos reportados en subestaciones de transporte, ya sea de transformación, conmutación o mixtas, se muestra desglosado por mes.

Tabla 21. Mantenimiento mensual a equipos de subestaciones de transporte

Control de actividades de mantenimiento de subestaciones 2016 (unidades)													
TRANSPORTISTA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Acumulado Anual
DEGT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	12	25
EPR	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
ETCEE	168	74	98	59	77	46	39	42	33	91	58	66	851
RECSA	5	1	28	47	50	1	5	23	1	1	4	-	166
TRANSNOVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	15	-	21
TRECSA	8	8	9	-	9	9	9	9	9	9	9	9	97
TRELEC	667	639	546	499	667	513	345	989	517	267	499	-	6,148
TREO	10	-	-	509	-	1	8	17	1	-	-	-	546
Acumulado	858	722	683	1,114	803	570	406	1,080	561	374	598	87	7,856

Gráfica 64. Actividades de mantenimiento de subestaciones por transportista



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

4.2.4 Mantenimiento a Protecciones, Sistema de Transporte.

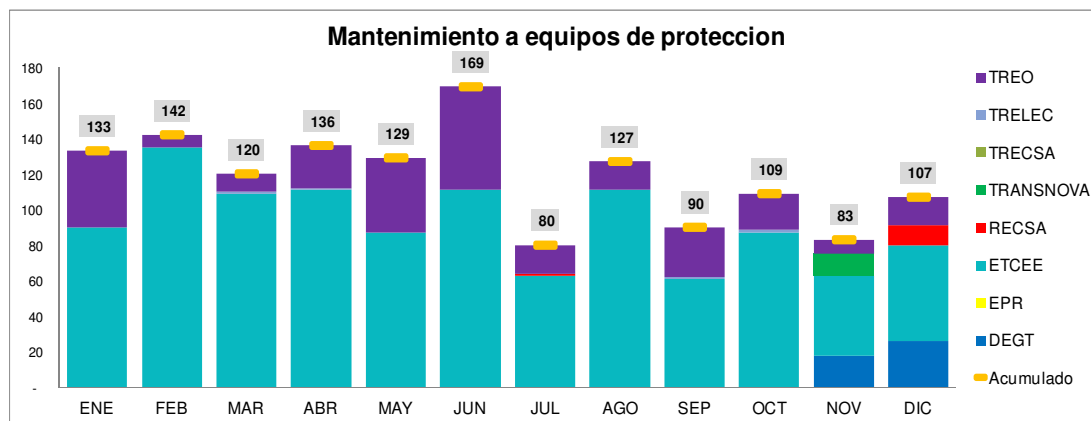
Se muestra el detalle de actividades de mantenimientos reportados por los Transportistas en los Sistemas de Protección.

Tabla 22. Mantenimiento a protecciones de transporte por mes

Control de actividades de mantenimiento de Protecciones 2016													
Agente	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Anual
DEGT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18	26	44
EPR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ETCEE	90	135	109	111	87	111	63	111	61	87	45	54	1,064
RECSA	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	11	12
TRANSNOVA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-	12
TRECSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRELEC	-	-	1	1	-	-	-	-	1	2	-	-	5
TREO	43	7	10	24	42	58	16	16	28	20	8	16	288
Acumulado	133	142	120	36	129	169	80	127	90	109	83	107	1,425

La tabla anterior se muestra en forma gráfica a continuación:

Gráfica 65. Control de mantenimiento realizado a protecciones de transporte.



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.

4.2.5 Investigación de eventos especiales

CNEE investiga semestralmente el cumplimiento de las normas NTDROID y NTDOST en casos de fallas que afectan en forma repetitiva barras de media tensión, líneas de transporte y subestaciones, con la finalidad de establecer disposiciones que minimicen interrupciones de transporte que afectan a las redes de distribución. A continuación presentamos un resumen del tema analizado.

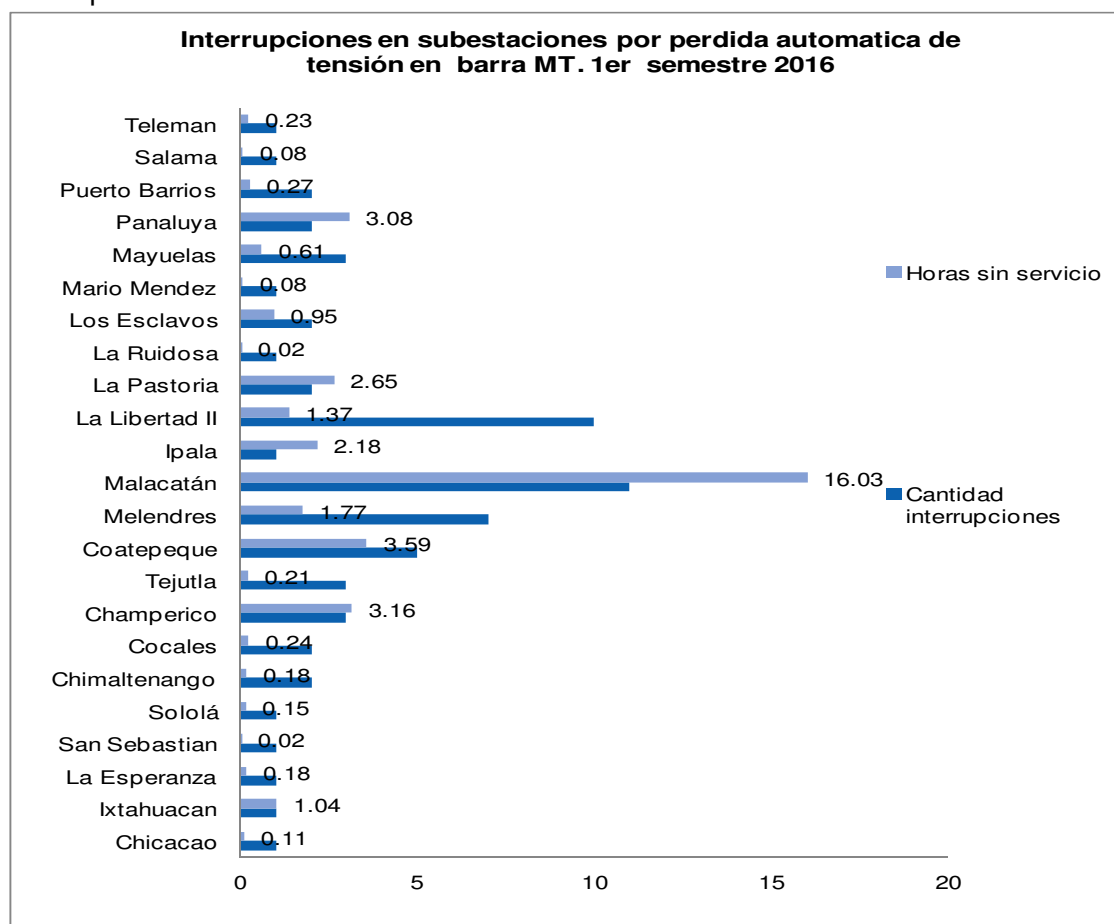
Tabla 23. Subestaciones afectadas por interrupciones atribuidas a transporte.

Subestaciones	Cantidad de interrupciones	Circuitos afectados	Horas	Usuarios por SE
Chicacao	1	3	0.11	11,353
Ixtahuacan	1	2	1.04	28,822
La Esperanza	1	6	0.18	69,903
San Sebastian	1	7	0.02	28,521
Sololá	1	4	0.15	53,900
Chimaltenango	2	4	0.18	71,287
Cocales	2	3	0.24	13,520
Champerico	3	2	3.16	11,598
Tejutla	3	5	0.21	36,953
Coatepeque	5	7	3.59	50,470
Melendres	7	4	1.77	33,109
Malacatán	11	5	16.03	30,695
Ipala	1	2	2.18	14,226
La Libertad II	10	3	1.37	6,004

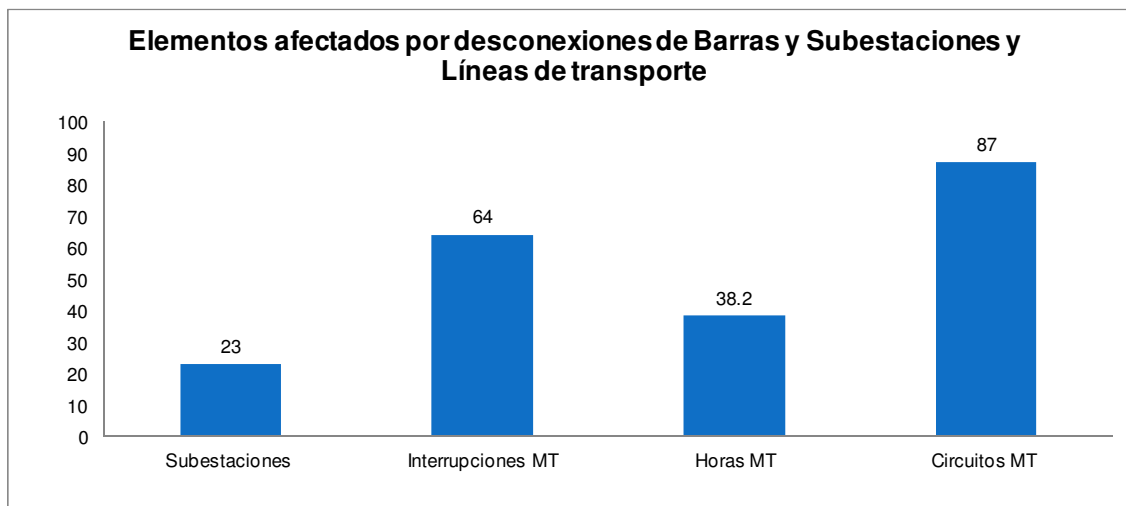
Subestaciones	Cantidad de interrupciones	Circuitos afectados	Horas	Usuarios por SE
La Pastoria	2	2	2.65	13576
La Ruidosa	1	5	0.02	30432
Los Esclavos	2	4	0.95	22080
Mario Mendez	1	1	0.08	4599
Mayuelas	3	4	0.61	18999
Panaluya	2	6	3.08	9268
Puerto Barrios	2	2	0.27	8264
Salamá	1	3	0.08	31624
Teleman	1	3	0.23	244

En los datos de la tabla resalta la cantidad de interrupciones, horas, circuitos y usuarios afectados por la falta de servicio en las subestaciones Melendres, La Libertad II, Malacatán y Coatepeque. Fueron 599,447 usuarios los afectados por este tipo de interrupciones del servicio.

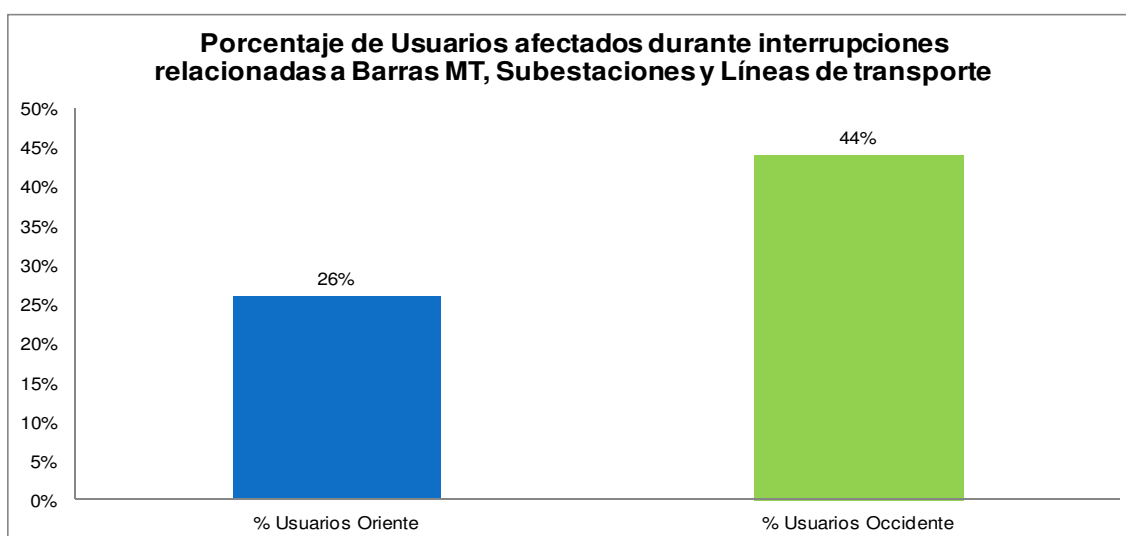
Gráfica 66. Muestra los datos de horas fuera de servicio y cantidad de interrupciones de la tabla anterior.



Gráfica 67. Muestra en forma resumida los totales de las interrupciones atribuidas a fallas de transporte.



Gráfica 68. Muestra el porcentaje de usuarios que fueron afectados por las fallas atribuidas a transporte.



4.3 Verificación de Instalaciones de Distribución

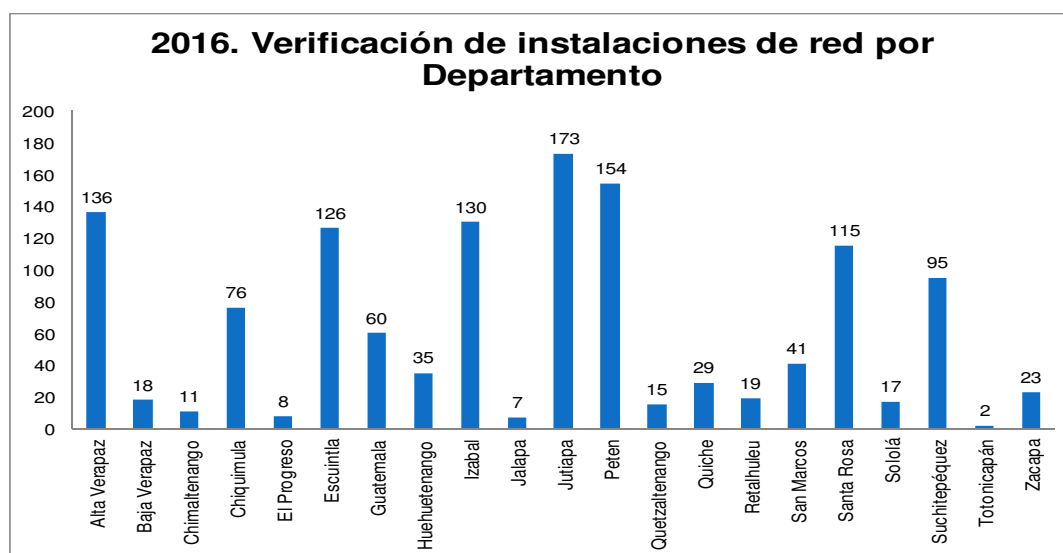
Con el propósito de incentivar la mejora de la calidad del Servicio Técnico que los Distribuidores brindan a sus instalaciones y velar por la seguridad de las personas y bienes, la Comisión efectuó diferentes actividades en campo para verificar el estado de las líneas y los equipos de distribución.

Tabla 24. Actividades Fiscalización de Cumplimiento NTDOID.

Departamento	Tramos inspeccionados
Alta Verapaz	136
Baja Verapaz	18
Chimaltenango	11
Chiquimula	76
El Progreso	8
Escuintla	126
Guatemala	60
Huehuetenango	35
Izabal	130
Jalapa	7
Jutiapa	173
Peten	154
Quetzaltenango	15
Quiche	29
Retalhuleu	19
San Marcos	41
Santa Rosa	115
Sololá	17
Suchitepéquez	95
Totonicapán	2
Zacapa	23

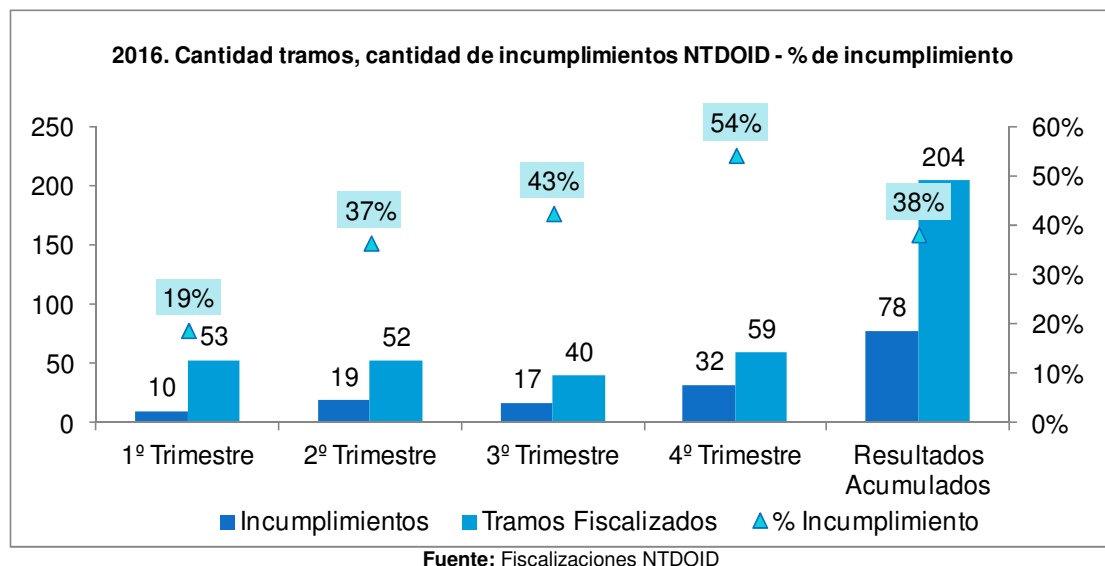
En total, se efectuaron 1,290 actividades relacionadas con verificación de cumplimiento a la normativa NTDOID. La desagregación geográfica de dichas actividades, se presenta a continuación.

Gráfica 69. Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución.



Los datos de la gráfica incluyen los seleccionados por sorteo y adicionales a los mismos. En la fiscalización realizada a las instalaciones de distribución se verificó si cumplían con la Normativa de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID).

Gráfica 70. Resultados de la Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución



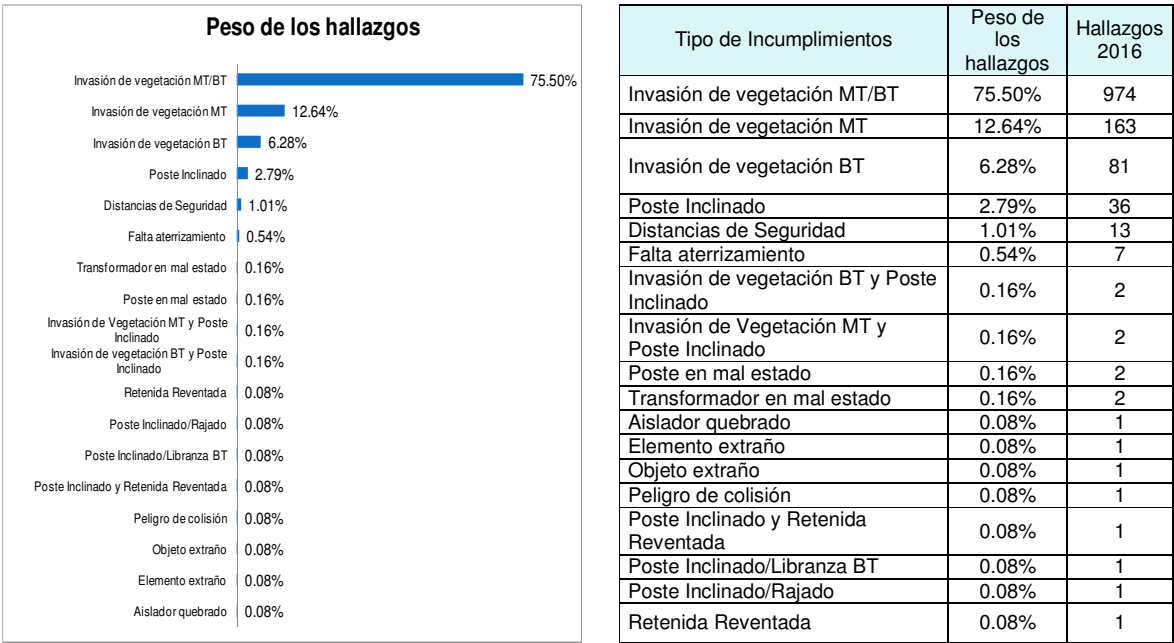
La gráfica muestra la cantidad de tramos fiscalizados muestralmente y la cantidad de incumplimientos para los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA. En total se fiscalizaron 204 tramos Media/Baja Tensión durante el año; siendo los hallazgos de incumplimientos normativos 78, lo cual representa un 38 por ciento.

Ilustración 11. Resultados de la Fiscalización (Invasión vegetación) en redes de distribución de Media y Baja Tensión.



En las fotografías, puede observarse tres incumplimientos a la norma NTDOID. Este tipo de incumplimientos afectan la operación normal de las redes de distribución y la calidad de energía eléctrica al provocar interrupciones del servicio, las cuales son fiscalizadas según criterios establecidos en las normas NTSD.

Gráfica 71. Tipo de Hallazgos, Incumplimientos NTDOID.



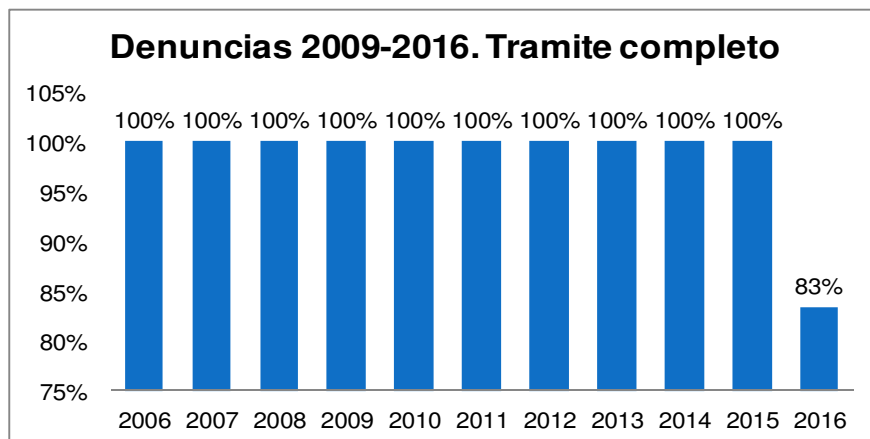
La gráfica y tabla anterior muestran los tipos de incumplimientos encontrados en las fiscalizaciones de CNEE, que en total suman 1,290. Aproximadamente 1,218 que equivale al 94.4% de los incumplimientos se relacionan con falta de poda o control de vegetación.

4.3.1 Atención de Denuncias NTDOID 2006-2016

CNEE tiene la función de proteger a los usuarios así como la de velar por la seguridad de las personas, sus bienes y la continuidad del servicio, a través de hacer cumplir lo establecido en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -NTDOID-, tanto de oficio como en las denuncias interpuestas por violación a distancias de seguridad y falta de mantenimiento.

En la presente sección se presentan datos estadísticos de 201 Denuncias que abarcan los años 2006 al 2016.

Gráfica 72. Porcentaje de denuncias resueltas por año.



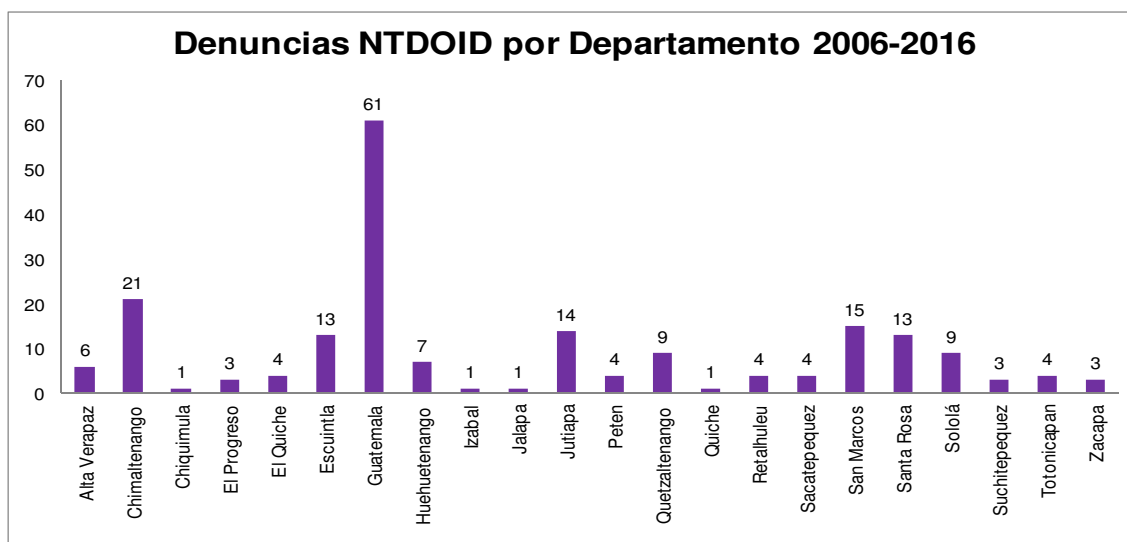
En la gráfica anterior se presentan el porcentaje de trámite técnico y jurídico de los casos de denuncias dentro de la Comisión.

Gráfica 73. Resultados de 201 expedientes de denuncias.



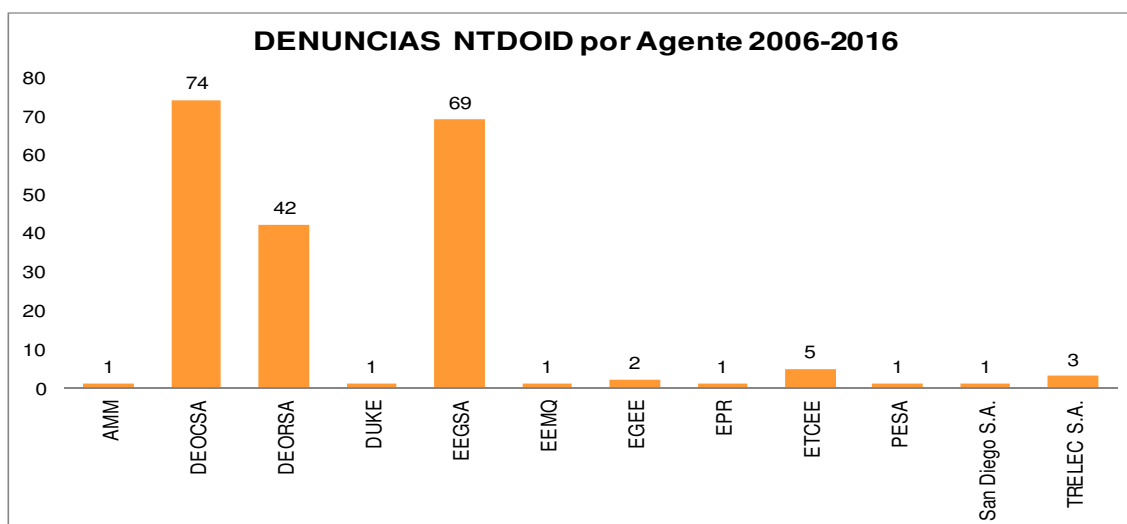
Esta gráfica presenta resultados obtenidos en la resolución de los casos de denuncias, donde cada una se tramita respetando el debido proceso. Los casos tipo ORDEN DE REUBICAR representan aquellos donde fue accionado recurso de revocatoria, por lo que aún no se han reubicado las instalaciones para cumplir las distancias de seguridad de las normas NTDROID.

Gráfica 74. Atención de denuncias NTDOID por departamento.



La gráfica presenta la distribución geográfica de las denuncias de usuarios y agentes relacionadas con distancias de seguridad, falta de mantenimiento, etc.

Gráfica 75. Denuncias NTDOID por Agente.

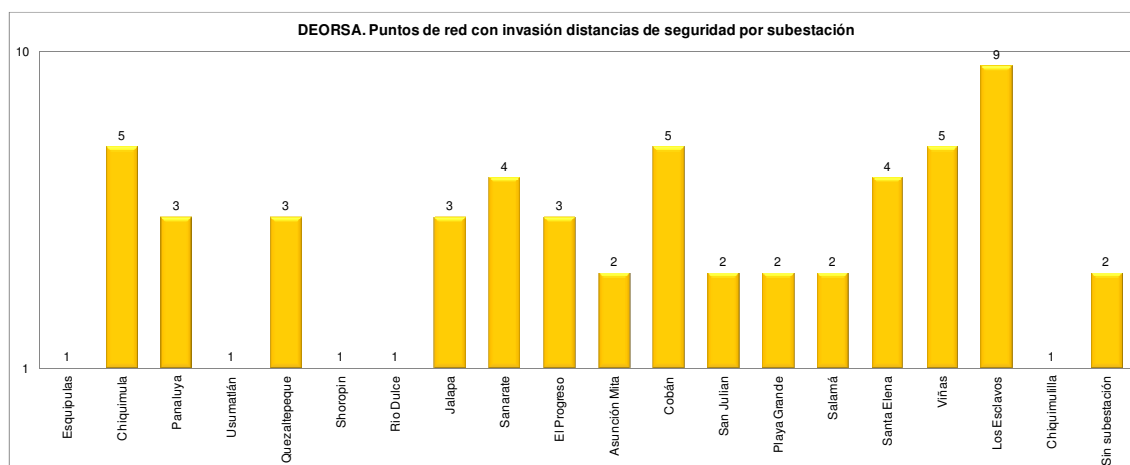


La gráfica presenta la distribución de las denuncias NTDOID por Agente relacionado, en casos de distancias de seguridad, falta de mantenimiento, etc.

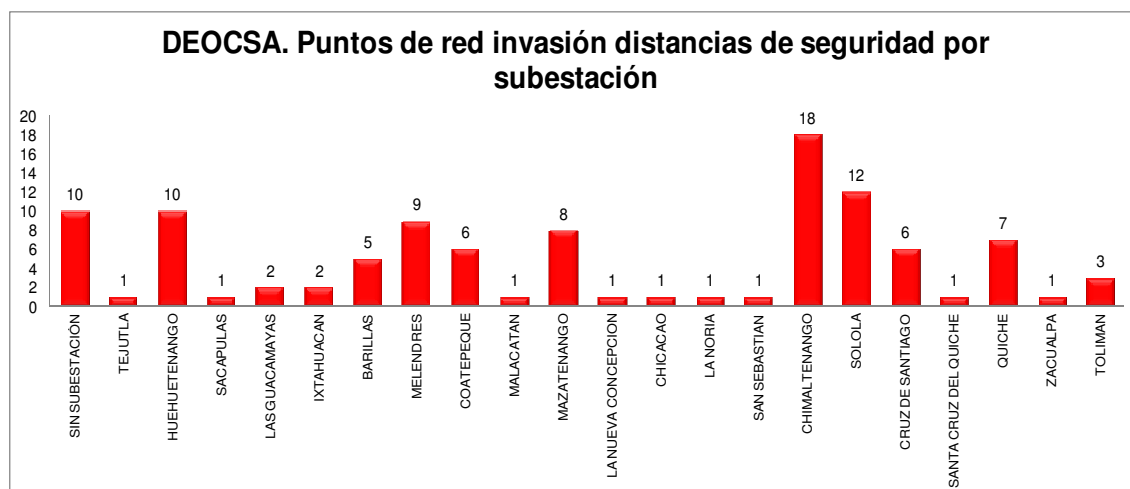
4.3.2 Fiscalización de programa de inspección de distancias de seguridad

CNEE fiscaliza el cumplimiento del artículo 34.3 A) Programa de verificación de distancias de seguridad, por medio de actividades de gabinete y campo, para las tres distribuidoras más grandes, DEORSA, DEOCSA y DEORSA.

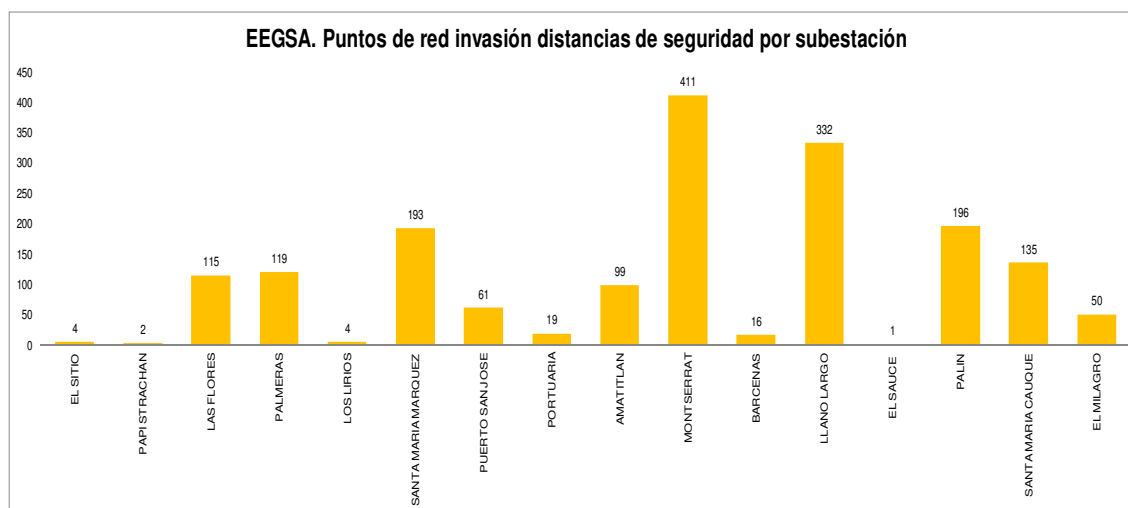
Gráfica 76. Presenta 57 puntos de red reportadas por DEORSA, con invasión de distancias de seguridad, establecidas en la norma NTDOID.



Gráfica 77. Presenta 107 puntos de red reportadas por DEOCSA, con invasión de distancias de seguridad, establecidas en la norma NTDOID.



Gráfica 78. Presenta 1,757 puntos de red reportadas por EEGSA, con invasión de distancias de seguridad, establecidas en la norma NTDOID.



4.3.3 Fiscalización de programa de reemplazo de transformadores sobrecargados

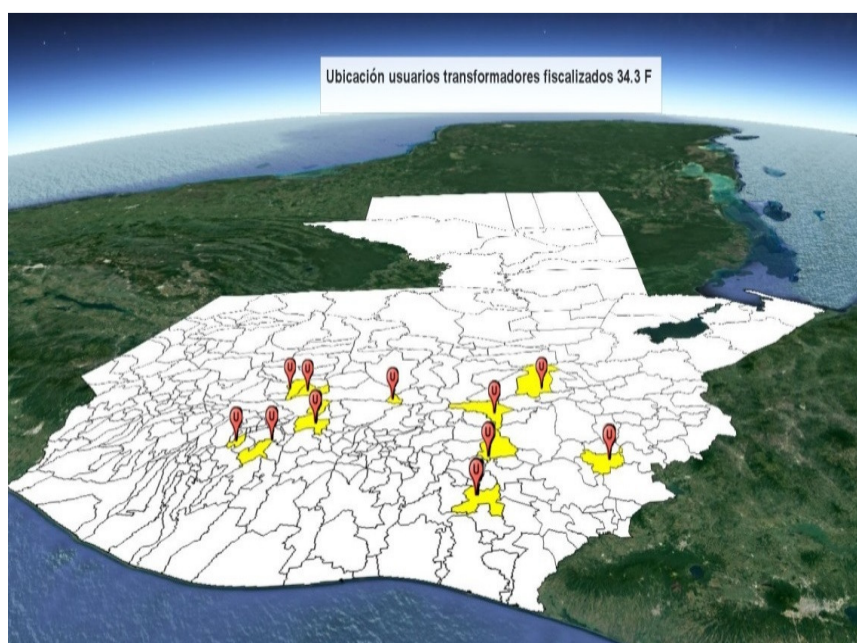
CNEE fiscaliza el cumplimiento del artículo 34.3 F) Programa de verificación de transformadores sobrecargados, por medio de actividades de gabinete y campo, para las principales distribuidoras. Durante el año 2016 se llevó a cabo verificaciones de campo de transformadores de distribución cuyos resultados se presentan a continuación.

Tabla 25. Presenta resumen de los resultados de la fiscalización de 25 transformadores de distribución y el inventario de 986 usuarios conectados a los mismos.

Agente	Centros Fiscalizados	Usuarios reales	Usuarios Registrados Datos Técnicos	Usuarios no encontrados	Usuarios no registrados en BD	Usuarios si coinciden BD	Usuarios registrados en otros centros
DEOCSA	13	487	1206	1054	116	169	210
				87%	24%	35%	43%
DEORSA	12	499	2157	1903	81	257	158
				88%	4%	12%	32%

El total de usuarios registrados en bases de datos en los 25 transformadores fiscalizados es de 2,957 (según información regulatoria de las normas NTSD y su metodología de calidad de producto técnico Resolución CNEE-39-2003, TABLA Datos Técnicos).

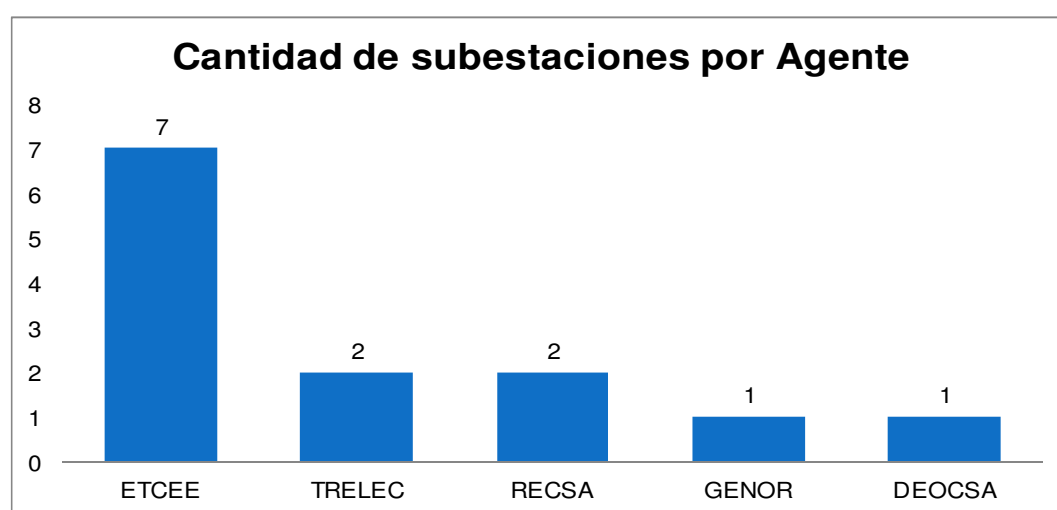
Ilustración 12. Se presenta en forma geográfica los 986 usuarios pertenecientes a los 25 transformadores fiscalizados.



4.3.4 Fiscalización de subestaciones importantes del Sistema Nacional Interconectado

La Gerencia de Regulación de Calidad con la finalidad de fiscalizar en campo el cumplimiento de las normas NTDOST y NTDOID desde el punto de vista de la seguridad del sistema y la continuidad del servicio a los usuarios en general. Los hallazgos son corregidos por los Agentes bajo el criterio de mantenimiento preventivo, lo cual reduce el tiempo fuera de servicio minimizando la afectación en la prestación del servicio al usuario en general.

Gráfica 79. Muestra las Agentes fiscalizados y la cantidad de subestaciones.



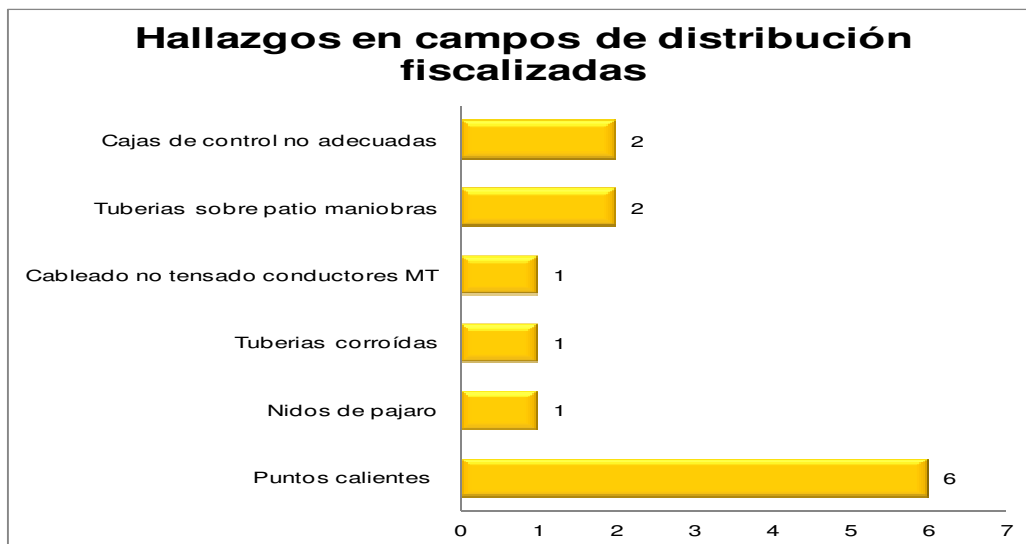
Se visitó un total de 13 subestaciones durante el año.

Gráfica 80. Da a conocer los hallazgos encontrados en las subestaciones visitadas.



Se encontraron 30 hallazgos de importancia en las subestaciones de transporte, destacan los 13 de puntos calientes.

Gráfica 81. Los datos siguientes muestran los diferentes tipos de hallazgos en las instalaciones de distribución en las subestaciones visitadas.

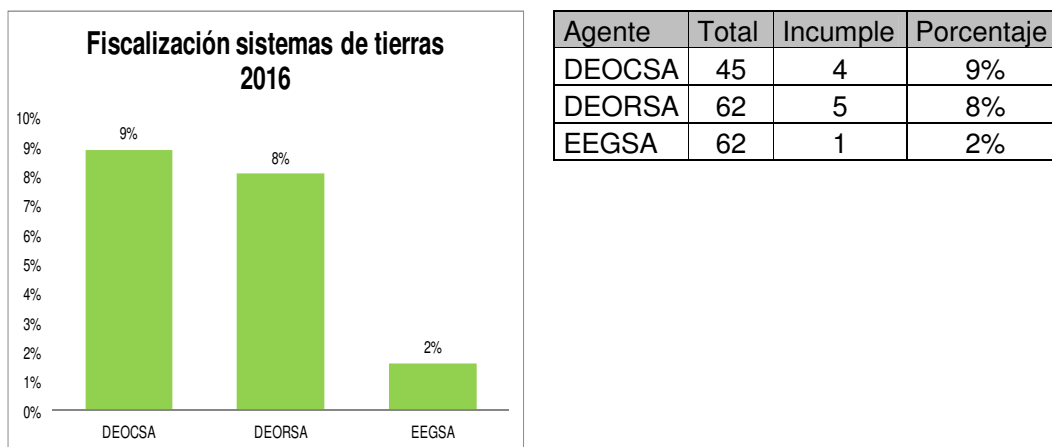


Hallazgos en campos de distribución que presentan riesgo para las instalaciones y su operación.

4.3.5 Fiscalización de sistemas de tierras de distribución

Gerencia de Regulación de Calidad verificó de forma muestral 169 puntos de red para fiscalizar el cumplimiento los artículos 33 y 34.3 C de la norma NTDOID.

Gráfica 82. Presenta los resultados de la fiscalización de redes de tierra de distribución llevada a cabo durante el año 2016.



La información recopilada servirá de punto de partida para la propuesta de indicadores correspondientes.

5 Multas de Indemnizaciones

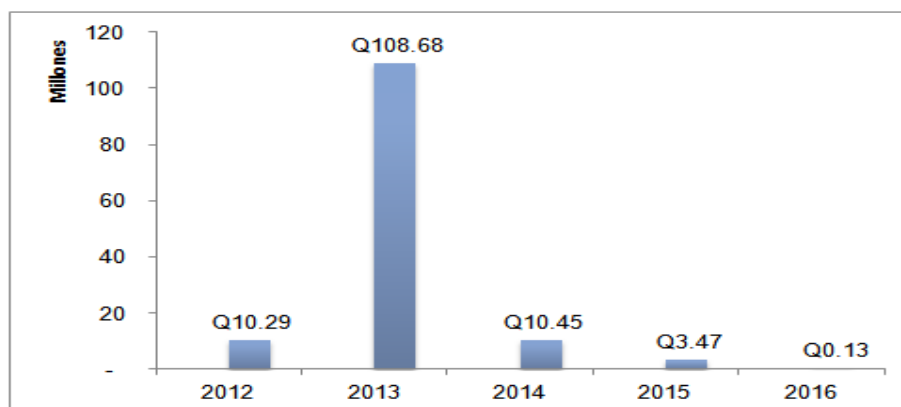
Con relación al mandato que la Ley General de Electricidad en su artículo 4 literal indica: "...a) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores...", la Comisión efectúa las fiscalizaciones correspondientes y algunas se resuelven sancionando a los infractores.

Según lo establecido en el Marco Regulatorio de Electricidad, la CNEE está facultada para emitir las sanciones que correspondan por concepto de Multas y/o indemnizaciones, derivadas de incumplimientos a la normativa.

Las indemnizaciones, sanciones y/o multas se establecen sin perjuicio de que, por cualquier daño que se cause, la parte afectada sea indemnizada de conformidad con lo que al respecto determina el Código Civil. Las sanciones proceden cuando existen incumplimientos a obligaciones o prohibiciones expresas, contenidas en el marco regulatorio vigente.

En la siguiente gráfica se muestra el histórico actualizado de las indemnizaciones por año de resolución, el cual considera expedientes que se encuentran en diversos recursos legales, los cuales están sujetos a la resolución de los mismos.

Gráfica 83. Histórico de indemnizaciones en millones de quetzales por año de notificación



6 Estadísticas de transporte y distribución

6.1 Información del Servicio de Transporte

El Artículo 56 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece la obligación de emitir las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones. La Resolución CNEE-37-2003, Metodología para el control de la calidad del Servicio Técnico de las NTCSTS tiene por objeto viabilizar los mecanismos tanto de control, como de recepción y remisión de la información para la correcta y adecuada aplicación de las normas.

Se muestra la información reportada por los transportistas dentro de los procesos establecidos en la normativa de calidad de servicio. Los datos se encuentran sujetos a las acciones de verificación o fiscalización que realiza la CNEE de acuerdo a sus facultades. La información remitida por los agentes fue complementada con solicitudes, validación de cálculo, y otras acciones efectuadas por la Comisión.

Tabla 26 Líneas de transmisión

Transportista	Cantidad de líneas	Tensión en kV	Longitud de líneas en Km	(%) Cobertura
ETCEE	103	69	2,536.98	66%
	22	138	399.74	
	26	230	761.3	
	1	400	71.15	
TRELEC	317	69	564.28	11%
	2	230	61	
RECSA	4	69	31.48	1%
DUKE	1	230	32	1%
TREO	2	230	131.8	2%
TRANSNOVA	1	230	32	1%
EPR	5	230	361.47	6%
TRECSA	3	69	8.84	12%
	2	138	0.67	
	13	230	696.09	
Total	502		5,689	100%

ETCEE, TRELEC y TRECSA representan las empresas con más cobertura geográfica en un 90% del total de kilómetros de líneas de transporte del SNI.

Tabla 27. Transformadores

Propietario	Cantidad de Transformadores	Capacidad de Transporte Máxima en MVA	Tensión Primaria en kV	Cantidad
DUKE	1	2	13.8	6
	3	75	230	
	2	270	230	
EPR	0	0	0	0
ETCEE	1	1.5	34.5	95
	1	2.5	69	
	1	3.25	69	
	1	3.75	69	
	2	6.25	69	
	10	7	69	
	30	14	69	
	2	14	138	
	1	15	138	
	1	22	69	
	16	28	69	
	4	28	138	
	1	41	138	
	1	42	138	
	1	50	69	
	1	60	138	
	1	70	230	
	2	75	138	
	1	90	138	
	1	100	138	
	1	105	138	
	11	150	230	
	3	195	230	
	1	225	400	
RECSA	6	14	69	7
	1	5	69	
TRANSNOVA	0	0	0	0
TRELEC	6	7	67.7	62
	34	14	67.7	
	21	28	67.7	
	1	18.5	67.7	
TREO	0	0	0	0
TRECSA	4	150	230	4
Total		1,932		174

Tabla 28. Equipo de compensación

Propietario	Cantidad de bancos de Compensación	Tensión	Cantidad MVAR
DUKE	0	0	0
EPR	0	0	0
ETCEE	53	13.8	147.08
	28	34.5	42.21
	22	69	201.9
	2	230	40
	1	400	50
RECSA	0	0	0
TRANSNOVA	0	0	0
TRECSA	2	230	60
TRELEC	0	0	0
TREO	0	0	0

6.2 Información del Servicio de Distribución

Los prestadores del servicio de distribución y los usuarios deben suscribir un contrato de compra-venta de energía eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, su Reglamento y las Normas. Los Usuarios deben realizar todas las instalaciones internas, incluyendo las reparaciones o modificaciones, que sean necesarias para evitar introducir perturbaciones en la red del Distribuidor que afecte la calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD– definen los indicadores y las tolerancias para que los Distribuidores presten a la población un servicio con calidad, continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad. En esta sección se presentan datos estadísticos generales de las Empresas de Distribución de Energía Eléctrica.

6.2.1 Distribuidores con más de 100,000 usuarios

La Red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el proporcionar electricidad a los usuarios finales. Esta actividad se lleva a cabo por los Distribuidores. El sistema de distribución de energía eléctrica comprende

muchos kilómetros de líneas y millares de transformadores, y numerosos dispositivos eléctricos complementarios.

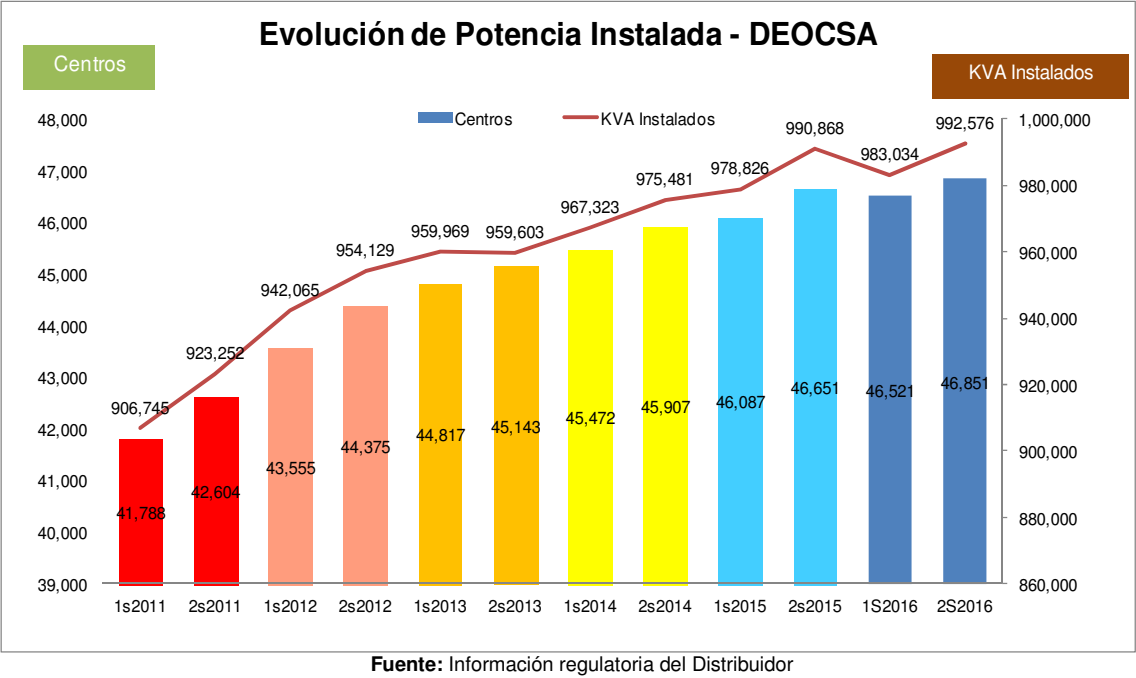
Tabla 29 Cantidad de Usuarios a diciembre de 2016

	Distribuidor de electricidad	Usuarios
1	EEGSA	1,162,169
2	DEOCSA	1,037,951
3	DEORSA	664,608
	Total	2,864,728

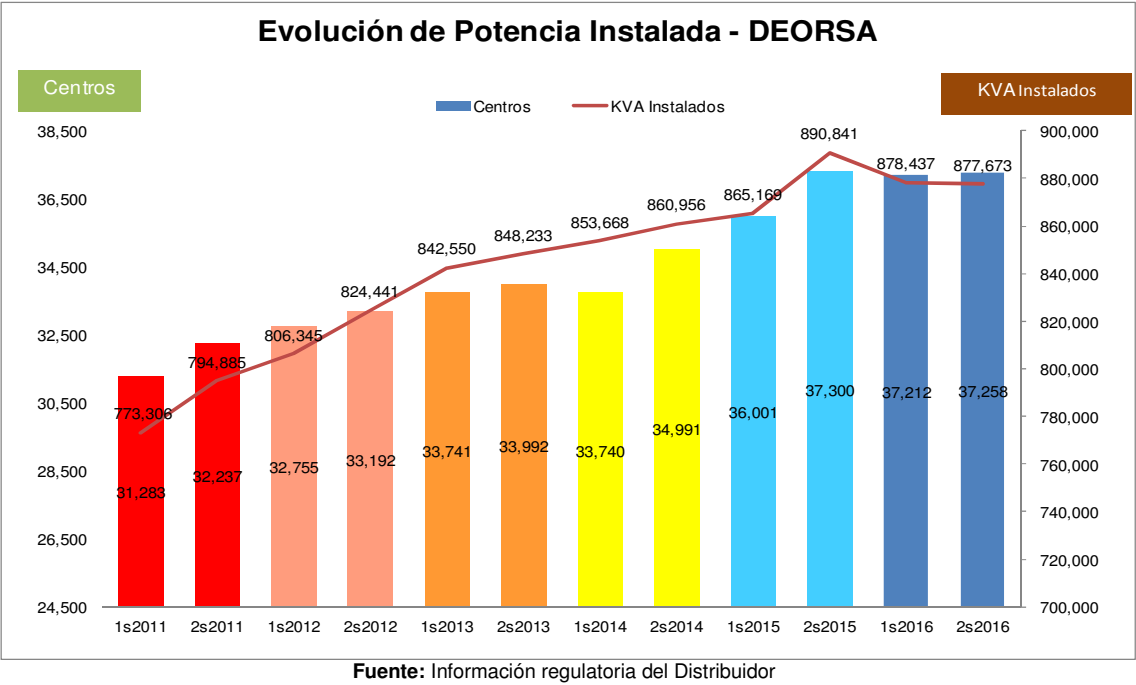
Tabla 30. Capacidad instalada en las redes de distribución de los tres principales Distribuidores

	DEOCSA		DEORSA		EEGSA	
Semestre	1-2016	2-2016	1-2016	2-2016	1-2016	2-2016
Centros	46,521	46,851	37,212	37,258	54,195	53,461
Urbanos	9,673	9,744	8,397	8,332	23,344	23,477
Rurales	36,848	37,107	28,815	28,926	30,851	29,984
KVA instalados	983,034	992,576	878,150	877,391	2,938,687	2,866,100
Urbanos	287,293	289,756	256,961	253,676	1,630,069	1,619,703
Rurales	695,740	702,820	621,189	623,715	1,308,618	1,246,397
Transformadores	49,716	50,042	40,273	40,267	70,526	69,801
Urbanos	11,042	11,113	9,625	9,515	33,939	34,276
Rurales	38,674	38,929	30,648	30,752	36,587	35,525
Subestaciones	38	39	41	41	60	60
Circuitos	135	136	123	123	183	183
kVA/Usuario	0.9	0.9	1.3	1.3	2.5	2.5

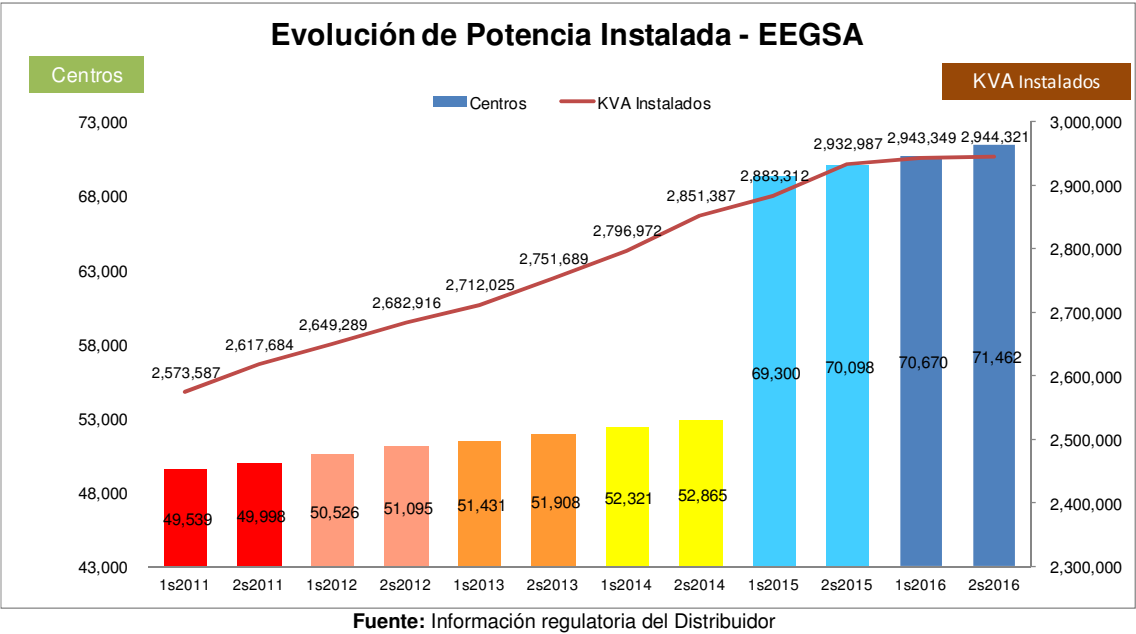
Gráfica 84. Evolución de Potencia Instalada DEOCSA



Gráfica 85. Evolución de Potencia Instalada DEORSA



Gráfica 86. Evolución de Potencia Instalada EEGSA



6.2.2 Distribuidores con menos de 100,000 usuarios.

Actualmente existen 16 Distribuidores con menos de 100,000 usuarios, las cuales en su mayoría están vinculadas a la municipalidad las cuales prestan el servicio de distribución final en las regiones de oriente y occidente, a las cuales llamamos Empresas Eléctricas Municipales (EEMs).

Gráfica 87 Cantidad de Usuarios de las EEMs

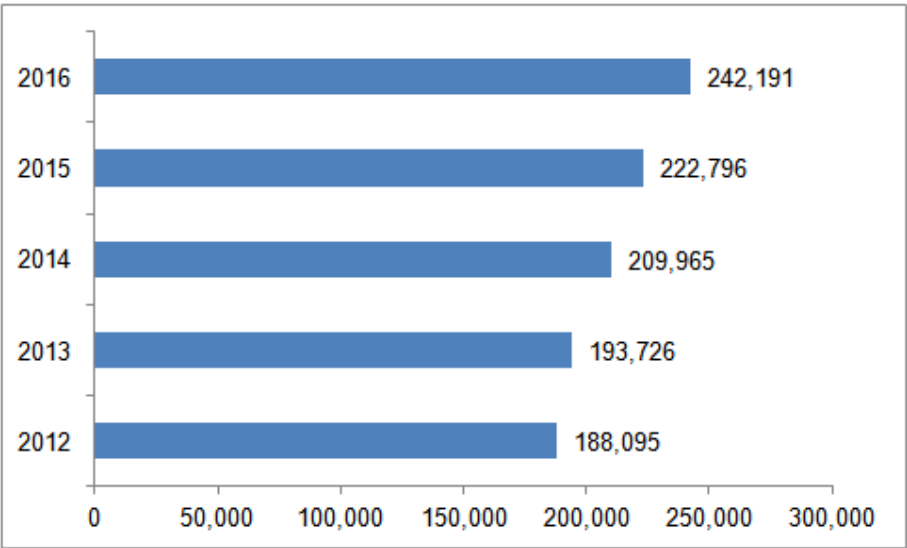
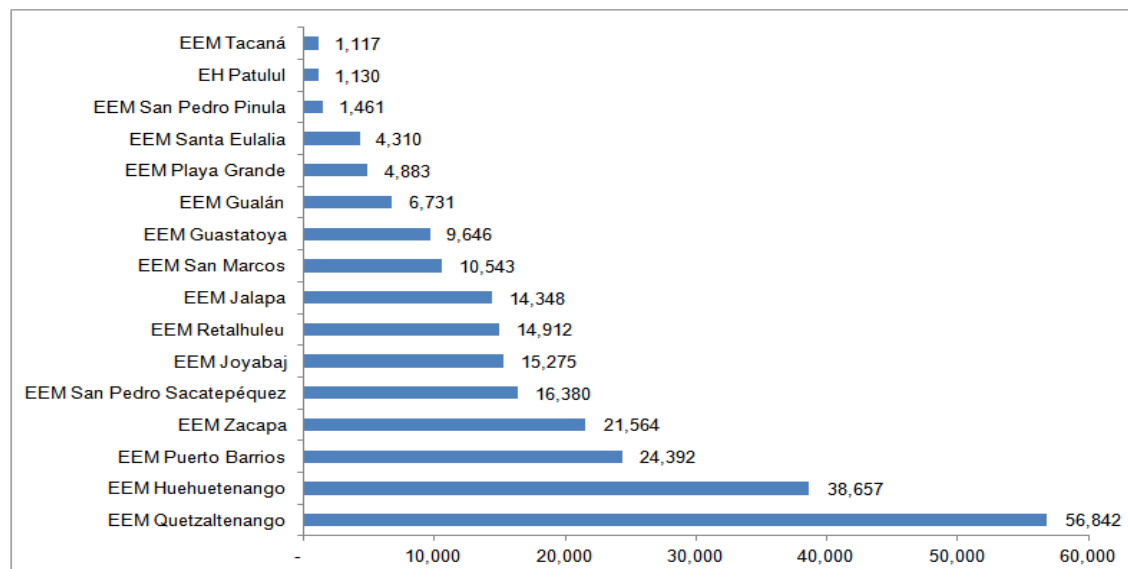


Tabla 31 Usuarios de las EEMs

Empresa Eléctrica	2012	2013	2014	2015	2016
Quetzaltenango	47,432	50,000	50,665	49,572	56,842
Huehuetenango	27,500	28,000	33,982	36,066	38,657
Puerto Barrios	22,150	22,350	22,888	23,991	24,392
Zacapa	13,843	14,350	16,480	20,367	21,564
San Pedro Sacatepéquez	14,083	14,350	15,190	15,793	16,380
Jalapa	12,062	12,050	12,111	13,143	14,348
Retalhuleu	10,733	11,501	13,767	14,172	14,912
Joyabaj	10,656	10,890	11,387	13,442	15,275
San Marcos	8,083	8,150	8,889	9,816	10,543
Guastatoya	7,524	7,650	8,035	8,163	9,646
Gualán	3,843	3,950	4,985	6,098	6,731
Playa Grande, Ixcán	4,147	4,290	4,329	4,691	4,883
Santa Eulalia	3,245	3,350	4,071	4,309	4,310
Tacaná	1,073	1,075	1,137	1,132	1,117
San Pedro Pinula	1,042	1,090	1,338	1,373	1,461
Hidroeléctrica Patulul	679	680	711	668	1,130
TOTAL	188,095	193,726	209,965	222,796	242,191

Durante el año 2017 las EEMs alcanzaron en conjunto un número de usuarios de 242,191, siendo este número un valor considerable de usuarios. El número de usuarios de estas empresas tuvo un crecimiento sostenido:

Gráfica 88. Número de Usuarios por EEMs.



7 Encuesta de Calidad

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, todos los años se publica la calificación de las empresas de distribución final de energía eléctrica, de acuerdo a los resultados obtenidos en la Encuesta de Percepción de la Calidad efectuada en el año 2016, la cual fue realizada por empresas especializadas en realización de encuestas.

Ilustración 13. Encuesta de Calidad de servicio



Información más detallada se puede encontrar en la página web de la Comisión (www.cnee.gob.gt)

Tabla 32. Resultados Encuesta de Calidad, promedios de satisfacción, cifras en porcentaje

Empresa	Promedio General	Verano	Invierno
EEGSA	82.21%	80.29%	84.12%
DEOCSA	44.42%	40.57%	48.28%
DEORSA	50.27%	52.67%	47.88%
EEM GUALÁN	86.53%	82.97%	90.08%
EEM GUASTATOYA	59.09%	37.42%	80.76%
EEM HUEHUETENANGO	47.76%	46.93%	48.59%

Empresa	Promedio General	Verano	Invierno
EEM JALAPA	65.41%	69.26%	61.56%
EEM JOYABAJ	67.72%	76.62%	58.81%
EEM PUERTO BARRIOS	51.99%	51.56%	52.43%
EEM QUETZALTENANGO *	0.00%	0.00%	0.00%
EEM RETALHULEU	52.12%	40.39%	63.85%
EEM SAN MARCOS	52.38%	60.13%	44.63%
EEM SAN PEDRO PINULA	67.09%	71.04%	63.15%
EEM SAN PEDRO SAC.	83.27%	87.37%	79.17%
EEM SANTA EULALIA *	0.00%	0.00%	0.00%
EEM TACANA	30.55%	29.26%	31.84%
EEM ZACAPA	58.45%	47.97%	68.92%
EH PATULUL	41.65%	40.56%	42.74%
EMRE IXCÁN	57.37%	48.19%	66.55%

8 Lista de Acrónimos

Administrador del Mercado Mayorista	AMM
Calidad Comercial	CC
Calidad del Producto Técnico	CPT
Calidad del Servicio Técnico	CST
Comisión Nacional de Energía Eléctrica	CNEE
Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima	DEOCSA
Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima	DEORSA
Duke Energy International Transmisión, Limitada	DEGT
Duración de la Indisponibilidad Programada	DIP
Duración Total de Indisponibilidades Forzadas para la línea i	DTIFLi
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica	ETCEE
Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima	EEGSA
Empresa Hidroeléctrica Municipal	EHM
Empresa Municipal Rural de Electricidad	EMRE
Empresas Eléctricas Municipales	EEMs
Frecuencia de Interrupciones por Usuario	FIU
Kilo Vatios	KW
Kilo Voltio Amperio	KVA
Kilo Voltios	KV
Kilómetros	Km
Ley General de Electricidad	LGE
Máxima Desviación de Corriente	Imp
Megavatio	MW
Megavatio-hora	MWH
Mercado Mayorista	MM
Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones	NTCSTS
Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución	NTDOID
Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica	NTDOST
Normas Técnicas del Servicio de Distribución	NTSD
Número de Indisponibilidades Programadas	NIP
Número Total de Indisponibilidades Forzadas para la línea i	NTIFLi
Porcentaje de Desbalance de Corriente	Δ DIP
Porcentaje de reclamos	R%
Redes Eléctricas de Centroamérica, S. A.	RECSA

Reglamento de la Ley General de Electricidad	RLGE
Sistema de Transporte de Energía Eléctrica	STEE
Sistema Nacional Interconectado	SNI
Tensión Nominal	V _n
Tiempo de Interrupción por Usuarios	TIU
Transformador de Corriente	CT
Transformador de Potencial	PT
Transmisora de Energías Renovables, S.A.	TRANSNOVA
Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A.	TRECSA
Transporte de Electricidad de Occidente, S. A.	TREO
Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A.	TRELEC
Valor Eficaz (RMS) de Tensión	V _k

9 Lista de Tablas y Gráficas

Tabla 1. Mediciones corregidas durante el año 2016	20
Tabla 2. Usuarios beneficiados	22
Tabla 3. Tabla de desviaciones de los Indicadores Globales	23
Tabla 4. Mediciones que resultaron fuera de tolerancia:.....	24
Tabla 5. Fiscalización de Calidad del Producto y Servicio Técnico.....	32
Tabla 6. Calificación de la información remitida por las EEMs, correspondiente al 2do semestre 2016.	48
Tabla 7. Avance del levantamiento del sistema de distribución por EEM.....	53
Tabla 8. Actividades de mantenimiento a líneas de Media Tensión.....	58
Tabla 9. Ejecución de actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA	60
Tabla 10. Ejecución de actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA en MT.	61
Tabla 11. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA en líneas de baja tensión.	62
Tabla 12. Resultado de la fiscalización de tramos.	63
Tabla 13. Resultados de la auditoría por Distribuidor para determinar el estado de las instalaciones.	63
Tabla 14. Hallazgos de Incumplimientos NTDOID encontrados durante las fiscalizaciones.	64
Tabla 15. Tipo de Hallazgos NTDOID derivados de la fiscalización muestral	65
Tabla 16. Acumulado de actividades de mantenimiento realizado por los transportistas.	67
Tabla 17. Acumulado de actividades indirectas o de bajo nivel, realizadas por los transportistas.....	67
Tabla 18. Poda y tala de arbolado realizado por los diferentes transportistas, datos en km.	68
Tabla 19. Control de actividades de inspección de línea en kilómetros.	68
Tabla 20. Mantenimiento a equipos de líneas de transporte por mes, en unidades.....	69
Tabla 21. Mantenimiento mensual a equipos de subestaciones de transporte	70
Tabla 22. Mantenimiento a protecciones de transporte por mes.....	71
Tabla 23. Subestaciones afectadas por interrupciones atribuidas a transporte.	72
Tabla 24. Actividades Fiscalización de Cumplimiento NTDOID.	75
Tabla 25. Presenta resumen de los resultados de la fiscalización de 25 transformadores de distribución y el inventario de 986 usuarios conectados a los mismos.....	81
Tabla 26 Líneas de transmisión.....	85
Tabla 27. Transformadores	86
Tabla 28. Equipo de compensación.....	87
Tabla 29 Cantidad de Usuarios a diciembre de 2016	88
Tabla 30. Capacidad instalada en las redes de distribución de los tres principales Distribuidores	88
Tabla 31 Usuarios de las EEMs	91
Tabla 32. Resultados Encuesta de Calidad, promedios de satisfacción, cifras en porcentaje	92
Gráfica 1. Puntos Fuera de tolerancia - Regulación de Tensión (ETCEE y TRELEC)	7
Gráfica 2. Puntos fuera de tolerancia - Regulación de Tensión (RECSA, DUKE, TREO, TRANSNOVA, EPR y TRECSA)	7
Gráfica 3. Mediciones fuera de tolerancia - Regulación de Tensión (ETCEE)	8
Gráfica 4. Puntos Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia – Desbalance de corriente (Todos los Transportistas).....	9
Gráfica 5. Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia Factor de Potencia. (Todos los Transportistas)	10

Gráfica 6. Mediciones Fuera de tolerancia – Factor de Potencia (ETCEE).....	10
Gráfica 7. Mediciones Fuera de tolerancia – Factor de Potencia (EPR)	11
Gráfica 8. Cantidad de Indisponibilidades de Transformadores.....	12
Gráfica 9. Cantidad de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión	12
Gráfica 10. Indisponibilidades Forzadas en Transformadores	13
Gráfica 11. Indisponibilidades Forzadas en Líneas de Transmisión	14
Gráfica 12. Indisponibilidades Programadas en Transformadores.....	15
Gráfica 13. Duración promedio Indisponibilidades Programadas en Transformadores.....	15
Gráfica 14. Indisponibilidades Programadas en Líneas de Transmisión.....	16
Gráfica 15. Duración promedio Indisponibilidades Programadas en Líneas de Transmisión	16
Gráfica 16. Mediciones Regulación de Tensión- por Distribuidora, año 2016 (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia)	18
Gráfica 17. Mediciones Fuera de Tolerancia durante el año 2016 - Regulación de Tensión	19
Gráfica 18. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEOCSA - Regulación de Tensión.....	20
Gráfica 19. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEORSA - Regulación de Tensión.....	21
Gráfica 20. Usuarios que resultaron beneficiados con la corrección del punto con mala Regulación de Tensión, año 2016	22
Gráfica 21. Indicador Global FEBNoPER año 2016.....	23
Gráfica 22. Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas año 2016.....	24
Gráfica 23. Mediciones Regulación de Desbalance de Tensión, año 2016 (fuera de tolerancia)	25
Gráfica 24. Histograma de Interrupciones por agente de Distribución durante el año 2016.	29
Gráfica 25. Fallas Superiores a 48 horas durante el año 2016	29
Gráfica 26. Fallas Superiores a 48 horas durante el año 2016 por departamento	30
Gráfica 27. Causas de Interrupciones solicitadas por Fuerza Mayor – EEGSA 2016	30
Gráfica 28. Causas de Interrupciones solicitadas por Fuerza Mayor – DEOCSA 2016.....	31
Gráfica 29. Causas de Interrupciones solicitadas por Fuerza Mayor – DEORSA 2016.....	31
Gráfica 30. Desglose Actividades Producto Técnico y Servicio	32
Gráfica 31. Desglose de fiscalización por empresa	33
Gráfica 32. Porcentaje de Reclamos por Distribuidor del Año 2016	35
Gráfica 33. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos del Año 2016	36
Gráfica 34. Tiempo Medio de Empresa Eléctrica de Guatemala S. A., del Año 2016	36
Gráfica 35. Tiempo Medio de Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A.	37
Gráfica 36. Tiempo Medio de Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A.	37
Gráfica 37. Interrupciones Programadas	38
Gráfica 38. Solicitudes de Servicio Nuevo sin Modificación de Red.....	39
Gráfica 39. Solicitudes de Servicio Nuevo con Modificación de Red	39
Gráfica 40. Reconexiones del Año 2016	40
Gráfica 41. Corte sin Razón del Año 2016.....	41
Gráfica 42. Montos de Facturación Errónea del Año 2016	41
Gráfica 43. Reclamos por Facturación Errónea del Año 2016	42
Gráfica 44. Supervisión de Agencias Comerciales 2016	43
Gráfica 45. Rutas de Lectura 2016.....	43
Gráfica 46. Supervisiones en Campo y Laboratorio.....	44
Gráfica 47. Supervisiones en Campo y Laboratorio.....	45
Gráfica 48. Atención al usuario CNEE.....	46
Gráfica 49. Usuarios por EEMs.	47

Gráfica 50. Histórico de Usuarios Atendidos por las EEMs.	47
Gráfica 51. Evolución de la información remitida por las EEMs en el tema de Calidad Comercial.	48
Gráfica 52. Evolución de la información remitida por las EEMs en el tema de Calidad del Producto Técnico.	49
Gráfica 53. Mediciones con mala regulación de tensión en las EEMs, para el año 2016.	50
Gráfica 54. Porcentaje de avance del levantamiento del sistema de distribución.	53
Gráfica 55. Número y duración de interrupciones del dispositivo de protección del circuito de salida por EEM, para el 1er Semestre 2016.	54
Gráfica 56. Número y duración de interrupciones del dispositivo de protección del circuito de salida por EEM, para el 2do Semestre 2016.	54
Gráfica 57. Actividades de mantenimiento en líneas de Media Tensión.	57
Gráfica 58. Tipo de mantenimiento realizado en las instalaciones de red de Media Tensión.	59
Gráfica 59. Control mensual de poda y tala de arbolado 2016.	59
Gráfica 60. Actividades de inspección de línea por trimestre.	60
Gráfica 61. Poda y tala realizada por transportistas mostrada trimestralmente.	68
Gráfica 62. Inspección de línea realizada por transportistas.	69
Gráfica 63. Mantenimiento a equipos de líneas de transmisión.	70
Gráfica 64. Actividades de mantenimiento de subestaciones por transportista.	71
Gráfica 65. Control de mantenimiento realizado a protecciones de transporte.	72
Gráfica 66. Muestra los datos de horas fuera de servicio y cantidad de interrupciones de la tabla anterior.	73
Gráfica 67. Muestra en forma resumida los totales de las interrupciones atribuidas a fallas de transporte.	74
Gráfica 68. Muestra el porcentaje de usuarios que fueron afectados por las fallas atribuidas a transporte.	74
Gráfica 69. Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución.	75
Gráfica 70. Resultados de la Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución.	76
Gráfica 71. Tipo de Hallazgos, Incumplimientos NTDOID.	77
Gráfica 72. Porcentaje de denuncias resueltas por año.	78
Gráfica 73. Resultados de 201 expedientes de denuncias.	78
Gráfica 74. Atención de denuncias NTDOID por departamento.	79
Gráfica 75. Denuncias NTDOID por Agente.	79
Gráfica 76. Presenta 57 puntos de red reportadas por DEORSA, con invasión de distancias de seguridad, establecidas en la norma NTDOID.	80
Gráfica 77. Presenta 107 puntos de red reportadas por DEOCSA, con invasión de distancias de seguridad, establecidas en la norma NTDOID.	80
Gráfica 78. Presenta 1,757 puntos de red reportadas por EEGSA, con invasión de distancias de seguridad, establecidas en la norma NTDOID.	80
Gráfica 79. Muestra las Agentes fiscalizados y la cantidad de subestaciones.	82
Gráfica 80. Da a conocer los hallazgos encontrados en las subestaciones visitadas.	82
Gráfica 81. Los datos siguientes muestran los diferentes tipos de hallazgos en las instalaciones de distribución en las subestaciones visitadas.	83
Gráfica 82. Presenta los resultados de la fiscalización de redes de tierra de distribución llevada a cabo durante el año 2016.	83
Gráfica 83. Histórico de indemnizaciones en millones de quetzales por año de notificación.	84
Gráfica 84. Evolución de Potencia Instalada DEOCSA.	89
Gráfica 85. Evolución de Potencia Instalada DEORSA.	89
Gráfica 86. Evolución de Potencia Instalada EEGSA.	90

Gráfica 87 Cantidad de Usuarios de las EEMs.....	90
Gráfica 88. Número de Usuarios por EEMs.....	91

9.1 Ilustraciones

Ilustración 1. Promedio de Tiempo de Interrupción por Usuario (Horas Fuera de Servicio) – TIU-.....	26
Ilustración 2. Promedio de Frecuencia de Interrupción por Usuario (Interrupciones por Usuario) – FIU-.....	27
Ilustración 3. Mejora en sector de la Regulación de tensión, EEM de Jalapa.	50
Ilustración 4. Diagrama Red Distribución EEM Gualán.....	51
Ilustración 5. Diagrama Red Distribución EEM San Pedro Pinula.....	52
Ilustración 6. Diagrama Red Distribución EMRE Playa Grande Ixcán.....	52
Ilustración 7. Mediciones de algunas puestas a tierra en las EEMs.....	56
Ilustración 8. Hallazgos conteniendo algunos puntos calientes en las EEMs.....	56
Ilustración 9. Mapa de ubicación geográfica de hallazgos CNEE de incumplimientos NTDOID del año 2016.	64
Ilustración 10. Mapa de ubicación de los 570 incumplimientos NTDOID del año 2016.	66
Ilustración 11. Resultados de la Fiscalización (Invasión vegetación) en redes de distribución de Media y Baja Tensión.	76
Ilustración 12. Se presenta en forma geográfica los 986 usuarios pertenecientes a los 25 transformadores fiscalizados.....	81
Ilustración 13. Encuesta de Calidad de servicio	92