Comisión Nacional de Energía Eléctrica

COMPENDIO ESTADÍSTICO 2015

Calidad de servicio en distribución y transmisión

Carta de Presentación – CNEE

La Ley General de Electricidad establece que el Servicio de Distribución Final debe prestarse en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión. El Reglamento de la Ley General de Electricidad define entre otros aspectos, que la calidad de servicio de distribución, se mide tomando en cuenta los diferentes parámetros establecidos para Calidad del Producto, Calidad del Servicio Técnico y Calidad del Servicio Comercial.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece que todo propietario de instalaciones dedicadas a la prestación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, estará sujeto a las normas establecidas; adicionalmente el RLGE establece que los parámetros de calidad serán medidos de acuerdo a lo que establezcan las normas, la cual desarrolla la forma y medio de control de los diferentes parámetros de calidad, siendo responsables los agentes Distribuidores y Transportistas, de poseer sistemas que generen la información necesaria para el monitoreo de la calidad del servicio, cálculo de indicadores, aplicación de indemnizaciones, etc.

La CNEE cumpliendo con sus obligaciones, realiza la fiscalización del cumplimiento al Marco Legal vigente, por parte de los adjudicatarios y concesionarios de los servicios de Distribución y Transporte, dentro de dicha actividad efectúa el seguimiento de los parámetros e indicadores de calidad de servicio, realiza actividades de contraste, verificación, validación y fiscalización de información regulatoria, auditorías diversas y participa activamente en la imposición de indemnizaciones o multas por transgresiones a las tolerancias de calidad, según lo establece la propia normativa.

El presente compendio se realizó con base en la información presentada por los agentes Distribuidores y Transportistas, quienes por norma deben recopilar, evaluar y remitir la información a la CNEE, en cumplimiento al Marco Regulatorio Vigente, los resultados presentados están sujetos al resultado de las

auditorías y procesos de contraste efectuados por la Comisión, en cumplimiento de sus funciones.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica se complace en presentar el Compendio Estadístico de Regulación de Calidad para el año 2015, el cual incluye información sobre las Empresas de Distribución y Transporte de Energía Eléctrica.

Lic. Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Presidente

Licda. Ivanova María Ancheta Alvarado
Directora

Licda. Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

GERENCIA DE REGULACIÓN DE CALIDAD

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ingeniero PHD Byron Iban Azurdia Martínez
Gerente de Regulación de Calidad

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

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

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

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

Ingeniero Jacobo Estuardo Ponce Chavarría
Doctor en Ciencias con especialidad en Energía Renovable
Encargado de la Unidad de Informática y control estadístico

Contenido

Carta de Presentación – CNEE 2
1 Indicadores de calidad 7
2 Calidad del Servicio de Transmisión 7
2.1 Producto Técnico 7
2.1.1 Regulación de Tensión 7
2.1.2 Desbalance de Corriente 8
2.1.3 Factor de Potencia 9
2.2 Servicio Técnico 11
2.2.1 Indisponibilidades Forzadas 12
3 Calidad del Servicio de Distribución 15
3.1 Producto Técnico 16
3.1.1 Regulación de Tensión 16
3.1.2 Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos 22
3.2 Servicio Técnico 23
3.2.1 Fallas de Larga Duración 23
3.2.2 Causas de Interrupciones que invocaron Fuerza Mayor 24
3.3 Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor 26
3.3.1 Reclamos 26
3.3.2 Porcentaje de Reclamos 28
3.3.3 Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos 29
3.3.4 Precisión de la Medición del Consumo de Energía Eléctrica 29
3.3.5 Falta de Notificación de Interrupciones Programadas 30
3.4 Calidad de Atención al Usuario 30
3.4.1 Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada que no requieren ampliación de Red 30
3.4.2 Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada que requiere ampliación de Red 31
3.4.3 Reconexiones 32
3.4.4 Facturación Errónea 32
3.4.5 Tiempo Medio por causa de reclamo 33
3.4.6 Notificación de Interrupciones Programadas 35
3.5 Envíos de información Empresas Eléctricas Municipales 37
3.5.1 Calidad Comercial 38
3.5.2 Calidad del Producto Técnico 39
3.5.3 Calidad del Servicio Técnico 41

4 Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución..... 47
4.1 Monitoreo de Mantenimientos de Distribución.. 48
4.2 Análisis del Estado de las Redes de Distribución 54
4.2.1 Seguimiento Plan de Mejora 2015– EEGSA, DEOCSA y DEORSA 58
5 Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Transporte 59
5.1 Monitoreo de Mantenimientos de Transmisión . 59
5.1.1 Mantenimiento Líneas de Transporte 61
5.2 Mantenimientos Subestaciones de Transporte 64
5.3 Mantenimiento a Protecciones, Sistema de Transporte. 65
5.4 Monitoreo de eventos en el sistema de transporte 66
5.5 Cargas esenciales incluidas en el EDACBF 67
6 Estadísticas de fiscalización 69
6.1 Fiscalizaciones de Calidad Comercial 69
6.2 Supervisión de oficinas comerciales..... 70
6.3 Supervisión de la verificación de medidores 70
6.4 Supervisión del ciclo de facturación 71
6.5 Kiosco informativo 72
6.6 Actividades de la oficina de atención al usuario 73
6.6.1 Gestión de Denuncias de los Usuarios 73
6.6.2 Reclamos enviados a los Distribuidores 74
6.7 Producto y Servicio Técnico 76
6.7.1 Verificación de Instalaciones de Distribución 79
7 Multas de indemnizaciones 84
8 Estadísticas de transporte y distribución..... 85
8.1 Información del Servicio de Transporte 85
8.2 Información del Servicio de Distribución..... 88
8.2.1 Distribuidores con más de 100,000 usuarios. 88
8.2.2 Distribuidores con menos de 100,000 usuarios. 91
9 Encuesta de Calidad 93
10 Lista de acrónimos..... 94
11 Lista de tablas y gráficas 96
11.1 Ilustraciones 99

1 Indicadores de calidad

2 Calidad del Servicio de Transmisión

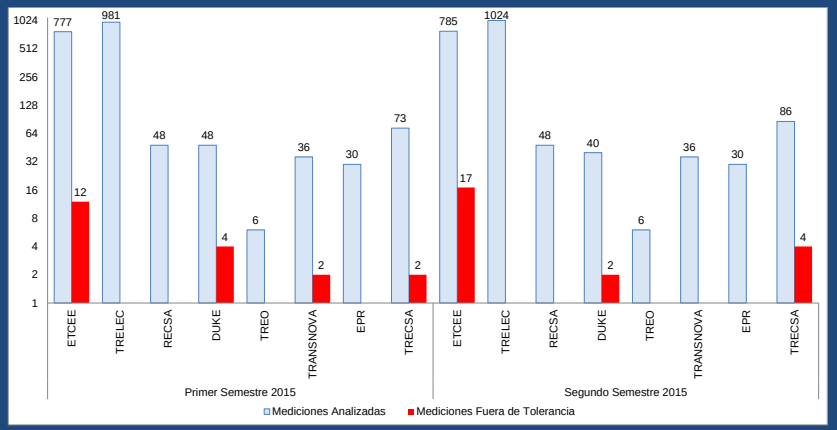
2.1 Producto Técnico

La Calidad del Producto Técnico está asociada a la Calidad de las ondas de Tensión y Corriente, 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 toda empresa que presta el servicio de transporte de energía eléctrica 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 periodo 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



En el gráfico anterior, se puede observar el comportamiento de los puntos fuera de tolerancia a lo largo del 2015, para graficar la cantidad de mediciones se utilizó una escala logarítmica, con el objetivo de poder observar los datos de los transportistas que efectúan un menor número de mediciones, se observa que ETCEE 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.

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).

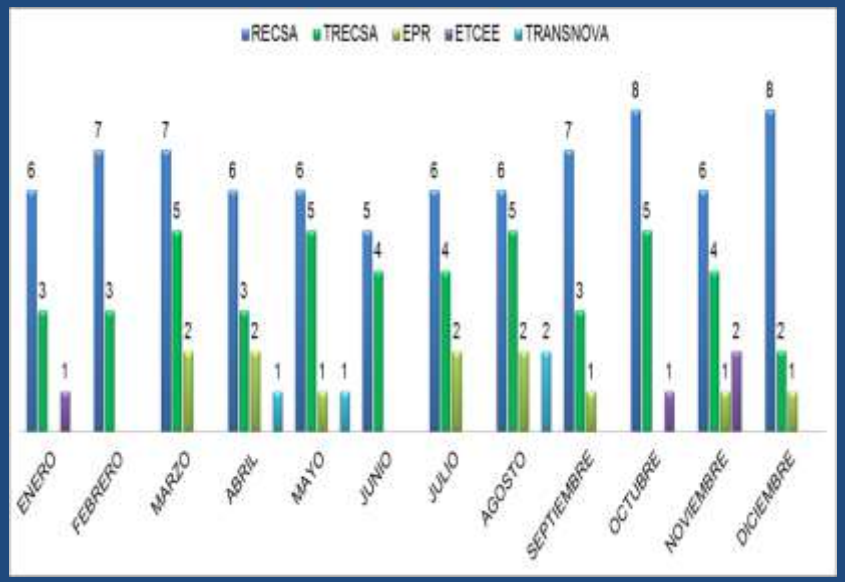
Actualmente la normativa vigente establece una tolerancia de diez por ciento (10%), para cada uno de los registros obtenidos en el intervalo de medición; el intervalo establecido para el indicador de desbalance de corriente es de 15 minutos. Por otro lado se considera que un Participante afecta la calidad 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. Durante el 2015 RECSA reportó puntos de medición fuera de tolerancia relacionados con DEOCSA y DEORSA. TRECSA reportó puntos fuera de tolerancia, Las Empresas Transportistas TRELEC, ETCEE no reportan mediciones fuera de tolerancia del parámetro Desbalance de Corriente de los circuitos de los Distribuidores y Empresas Eléctricas Municipales conectadas a sus instalaciones.

El 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.

Gráfica 2. Puntos Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia – Desbalance de corriente.



TRELEC, DEGT y TREO no reportaron mediciones fuera de tolerancia

2.1.3 Factor de Potencia

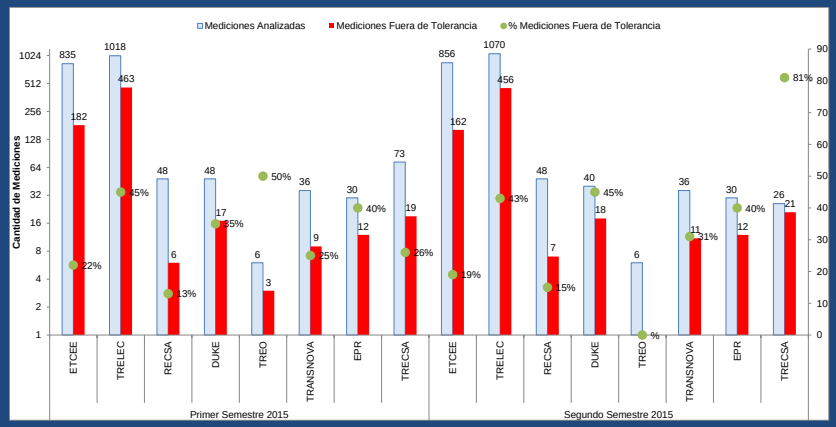
La normativa contempla que los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo,

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 cumplían con la tolerancia establecida para el parámetro de Factor de Potencia.

Gráfica 3. Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia Factor de Potencia



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.

2.2 Servicio Técnico

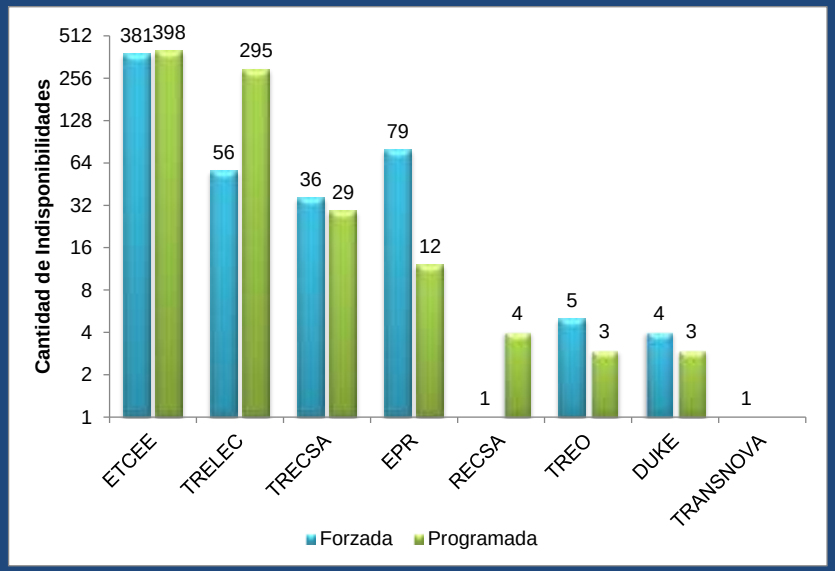
La calidad de transporte se mide en función de la disponibilidad de los equipos que conforman un sistema de transporte, la normativa establece límites para la cantidad y duración de indisponibilidades, el control de la Calidad de Servicio Técnico de transporte se efectúa en períodos anuales continuos 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 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 4. Cantidad de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión



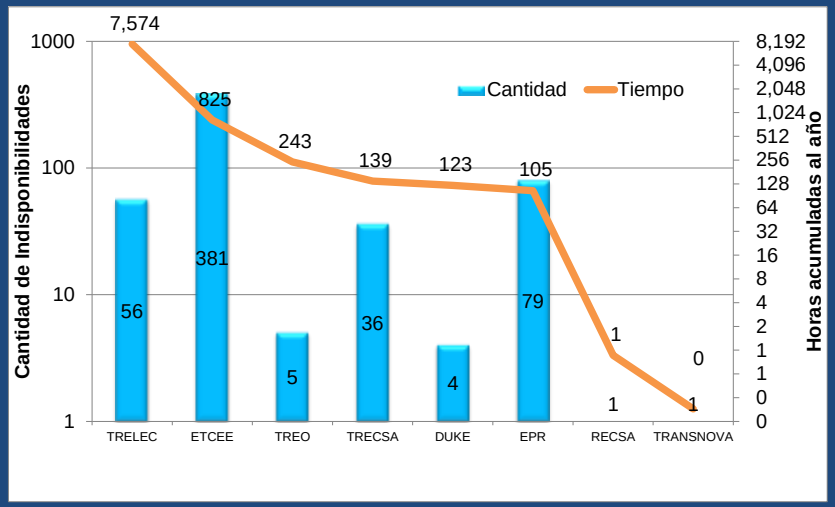
La gráfica muestra la cantidad de indisponibilidades registradas en el sistema de transporte, el gráfico considera únicamente indisponibilidades superiores a 10 minutos, ya que solo éstas indisponibilidades son objeto de sanción como lo establece el marco regulatorio vigente.

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, se reportó un total de 562 indisponibilidades forzadas de líneas en el sistema de transporte, para fines de este informe se consideran únicamente las indisponibilidades mayores a 10 minutos, tal y como lo establece la normativa vigente, dentro de la estadística 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 5. Indisponibilidades Forzadas



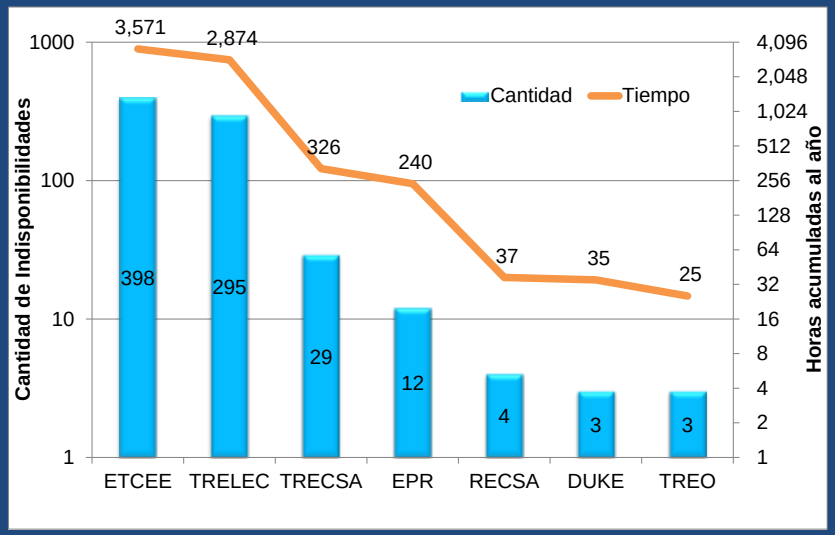
Dentro de la gráfica las barras indican la cantidad de indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión (NTIFL) reportadas por los transportistas, la gráfica de línea indica la duración acumulada en horas al año relacionada con las indisponibilidades forzadas (DTIFL).

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.

Las indisponibilidades programadas están relacionadas a los trabajos de mantenimiento realizados por los Transportistas a las instalaciones que forman parte de su sistema de transmisión, la importancia de dichos trabajos se refleja de forma indirecta en la mejora de la calidad de Servicio Técnico del sistema de transporte.

Gráfica 6. Indisponibilidades Programadas



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). TRANSNOVA no presentó indisponibilidades programadas.

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 otros elementos.

Para evaluar la calidad del servicio se contabiliza la cantidad y duración de las indisponibilidades de cada elemento del sistema de transporte, lo cual resultaría imposible mostrar gráficamente en este informe por lo que únicamente se presentan los datos totales.

3 Calidad del Servicio de 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 efectos de incentivar el cumplimiento de tolerancias y la aplicación de indemnizaciones por la transgresión a los mismos.

La información contenida en el presente apartado, se generó 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, puede existir variaciones en los valores presentados.

3.1 Producto Técnico

3.1.1 Regulación de Tensión

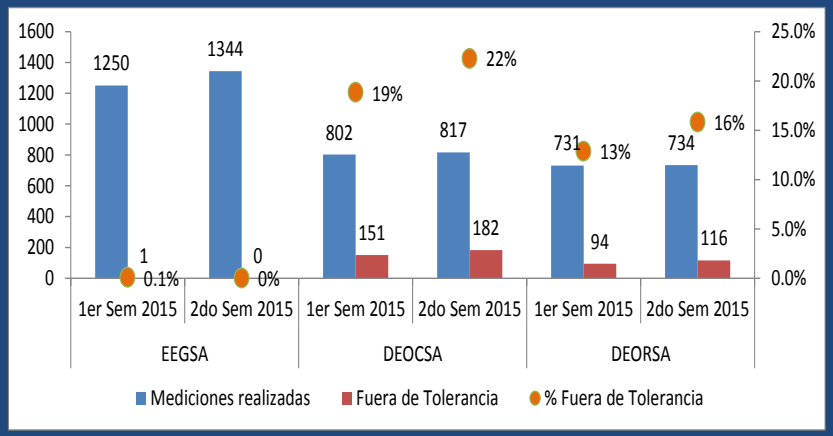
El control del parámetro de regulación de tensión se realiza por medio del Sistema de Medición y Control de la Calidad del Servicio Energía Eléctrica, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales son sorteadas por la CNEE mensualmente entre los usuarios conectados a cada circuito 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.

Como resultado de lo establecido en las NTSD, CNEE procedió a evaluar y analizar cada una de las mediciones presentadas por el Distribuidor, las mismas se realizaron con la formula y los criterios establecidos en las NTSD, dando como resultado lo siguiente:

Tabla 1. Mediciones de regulación de tensión

Mediciones	1er Semestre 2015		2do Semestre 2015	
	Realizadas	Fuera de tolerancia	Realizadas	Fuera de tolerancia
EEGSA	1250	1	1344	0
DEOCSA	802	151	817	182
DEORSA	731	94	734	116

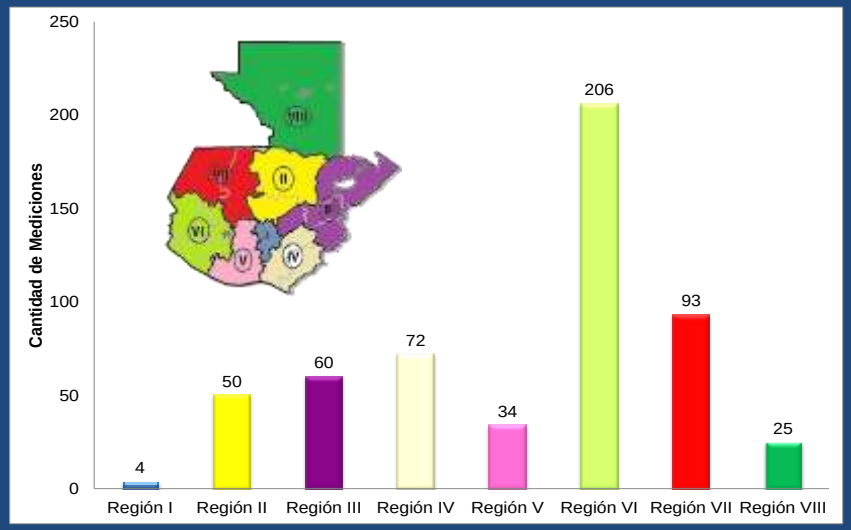
Gráfica 7. Mediciones Regulación de Tensión- por Distribuidor (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia)



La gráfica anterior muestra el número de mediciones realizadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA en cada uno de los semestres del año 2015, adicionalmente se muestra el número total de mediciones fuera de tolerancia en color corinto, así como el porcentaje que representa en los puntos de color naranja, la cantidad de mediciones se calcula en función de los circuitos que poseen los Distribuidores. La gráfica denota que EEGSA 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.

Adicional al análisis por cantidad de mediciones efectuadas y mediciones fuera de tolerancia CNEE efectuó, en informes anteriores, análisis de indicadores por regiones, a continuación se presenta los resultados de mediciones fuera de tolerancia por región.

Gráfica 8. Mediciones Fuera de Tolerancia - Regulación de Tensión

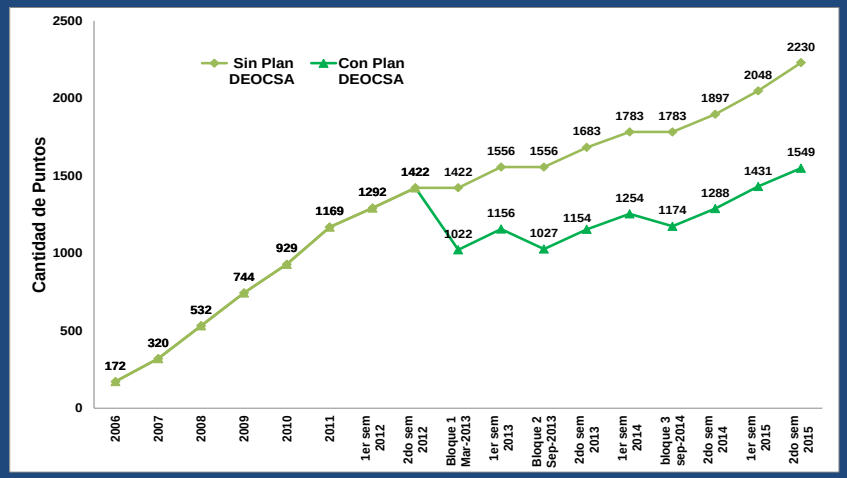


De la información presentada en la gráfica se determina que la región I es la región con menos mediciones fuera de tolerancia, las regiones IV, VI y VII son las que registran un mayor número de mediciones fuera de tolerancia.

Plan de Mejora de Calidad de Producto Técnico

A inicios de 2013 DEOCSA y DEORSA, presentaban un número acumulado considerable de mediciones que transgredían la tolerancia al indicador de Regulación de Tensión, se cuenta con un historial desde el año 2006, fue por ello que CNEE requirió que presentaran un plan para ejecutar acciones a efecto de corregir los puntos con transgresión a la Calidad de Producto Técnico. Como resultado de este requerimiento, los Distribuidores entregaron a CNEE un plan de mejora que inició en 2013 y se encuentra actualmente en ejecución, el resultado de este plan cambió la tendencia de acumulación de puntos fuera de tolerancia de años anteriores que no eran corregidos, obteniendo los resultados siguientes:

Gráfica 9. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEOCSA - Regulación de Tensión



Gráfica 10. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEORSA - Regulación de Tensión

Los puntos que identifican Bloques, se refieren al envío de pruebas por parte de los Distribuidores, de haber efectuado las correcciones en los puntos con mala calidad de Producto Técnico (Regulación de Tensión). La evaluación del 1er y 2do Semestre de 2013 dio lugar a incluir nuevas mediciones fuera de tolerancia resultantes del proceso de control establecido en la normativa. A inicios de 2014 se requirió un nuevo plan de mejora a efecto de corregir los puntos fuera de tolerancia que fueron identificados al 2do Semestre de 2013. Así también en 2015 se requirió un nuevo plan de mejora para los puntos fuera de tolerancia que fueron identificados durante 2014.

Las gráficas anteriores muestran la tendencia del acumulado de puntos que transgredían tolerancia para el indicador de regulación de tensión, los colores claros denota la tendencia de crecimiento semestral sin la existencia de un plan de mejora. Se puede observar que existe un cambio en la tendencia acumulativa de puntos fuera de tolerancia, la cual está representada por los colores obscuros.

Las mediciones que transgreden tolerancias, se ubican en puntos de las redes de Distribución de Baja Tensión, que parten de un mismo Centro de Transformación (se instalan en el poste de Distribución). Debido a que el punto de medición de Calidad de Producto Técnico es el poste donde se ubica la Red de Baja Tensión en el cual se conecta la acometida del usuario sorteado, todos los usuarios conectados “aguas abajo” de la medición efectuada, también tienen mala calidad de producto, y los usuarios “aguas arriba” de la medición efectuada es posible que tengan una calidad que transgreda la tolerancia de Calidad de Producto Técnico.

Tabla 2. Usuarios en dichas redes con puntos que transgreden la tolerancia

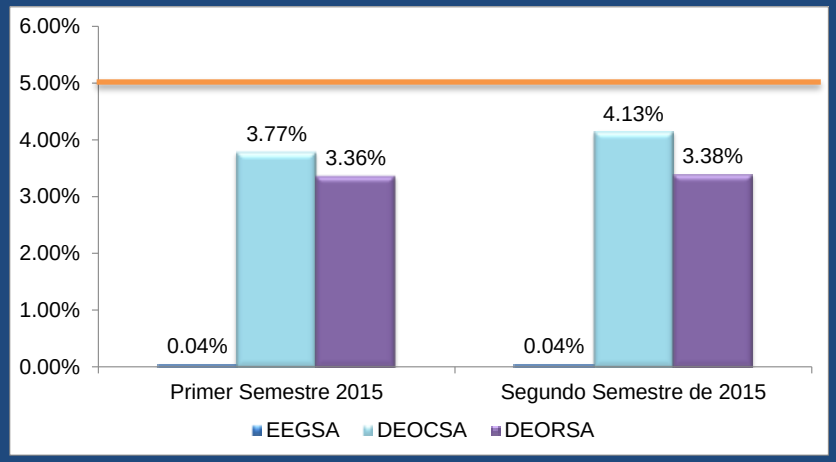
Distribuidor	Sin Plan de Mejora (Diciembre 2013)	Con Plan de Mejora (Diciembre 2013)
EEGSA	0	0
DEOCSA	127,692	82,448
DEORSA	83,919	42,515
TOTAL	**211,611**	**124,963**

La CNEE calculó los indicadores globales de Calidad de Producto Técnico para el año 2015, los mismos se realizan con las formulas establecidas en las NTSD, la normativa contempla el cálculo de los indicadores FEBB, FEBPER, FEBnoPER, FEBPB y FEECB, sin embargo únicamente establece tolerancia para el FEBnoPER, los demás indicadores son utilizados para cálculos de la indemnización.

A continuación se presenta un breve resumen de la forma de cálculo de los indicadores Globales de Calidad de Producto Técnico.

CNEE procedió a efectuar el cálculo del indicador global FEBnoPER, con la información de las mediciones remitidas mensualmente por los Distribuidores se determinaron los siguientes porcentajes del indicador FEBnoPER durante el primer y segundo semestre 2015, la cual es el siguiente:

Gráfica 11. Indicador Global FEBnoPER



La tolerancia establecida en las NTSD para este indicador es del 5% (Línea en color naranja), del cálculo efectuado se puede determinar que los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA no transgredieron la tolerancia para el indicador FEBnoPER, en cada uno de los semestres.

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.

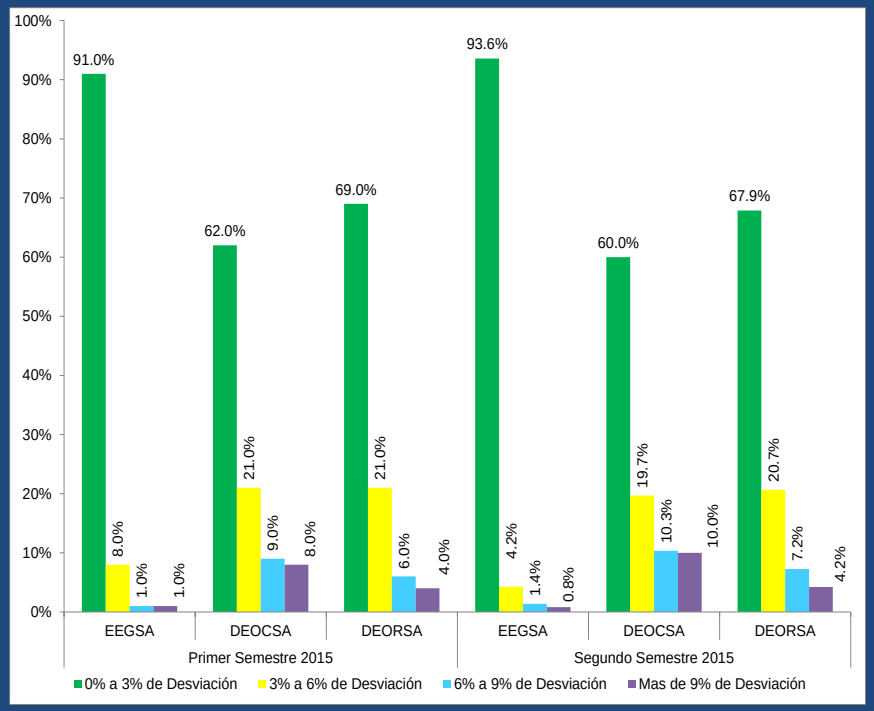
Tabla 3. Desviaciones en regulación de tensión

FEBPB	Banda de desviación en %	1er Semestre 2015			2do Semestre 2015		
		EEGSA	DEOCSA	DEORSA	EEGSA	DEOCSA	DEORSA
1	0% a 1%	60%	26%	33%	66%	27%	33%
2	1% a 2%	23%	21%	22%	19%	21%	22%
3	2% a 3%	8%	15%	14%	8%	13%	13%
4	3% a 4%	4%	9%	10%	2%	9%	9%
5	4% a 5%	1%	7%	7%	1%	6%	7%
6	5% a 6%	3%	5%	4%	1%	5%	5%
7	6% a 7%	1%	4%	3%	1%	4%	3%
8	7% a 8%	0%	3%	2%	0%	3%	2%
9	8% a 9%	0%	2%	1%	0%	3%	2%
10	9% a 10%	1%	2%	1%	1%	2%	1%
11	> 10%	0%	6%	3%	0%	8%	3%

Como se puede observar en la tabla presentada, los Distribuidores DEOCSA y DEORSA presentan desviaciones del 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 % de registros por banda fuera de tolerancia.

Gráfica 12. Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas



3.1.2 Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos

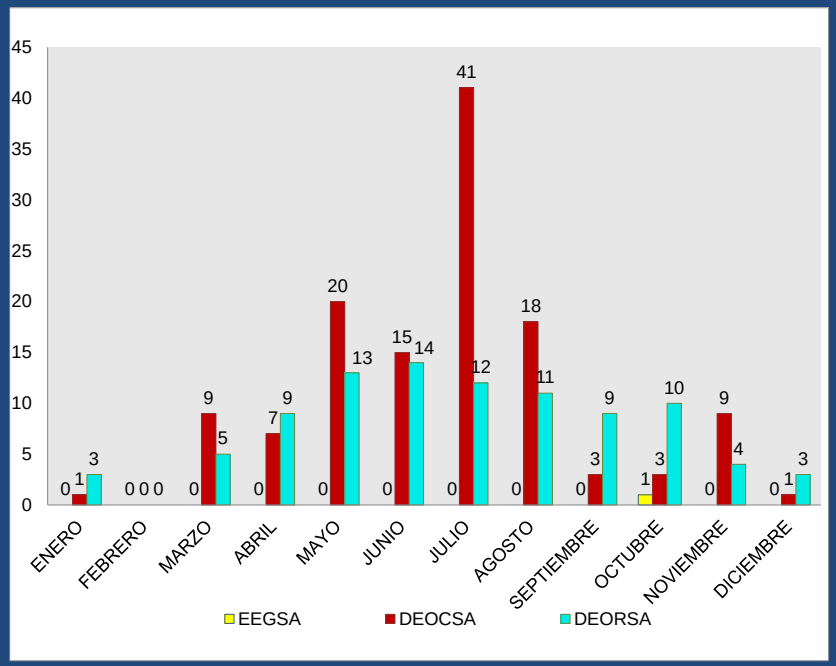
Actualmente se cuenta con la información de puntos de medición de Desbalance de Tensión de Servicios Trifásicos, sin embargo el Distribuidor remitió en baja tensión hasta el mes de Noviembre 2015, derivado de una reunión sostenida con personal del Distribuidor, se logró que reportaran a partir del mes de diciembre 2015, las mediciones en Media Tensión, de conformidad con el marco regulatorio, por lo que se contará con esta información en el siguiente ejercicio del compendio Estadístico.

3.2 Servicio Técnico

3.2.1 Fallas de Larga Duración

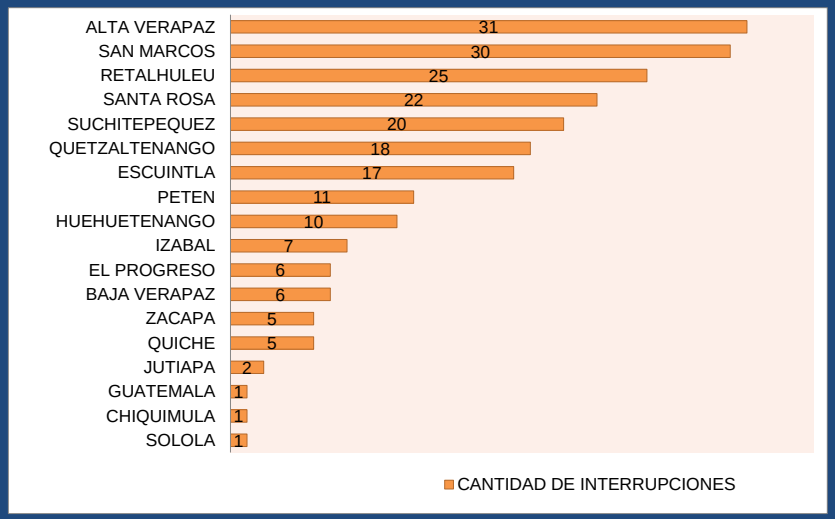
Durante el año 2015, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico, obtuvo los registros graficados a continuación; en los cuales se observa un incremento abrupto de interrupciones de larga duración en los meses de mayo a agosto en la red de DEOCSA, afectó 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 11.74 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 4.3 interrupciones de larga duración respecto de la media de los datos presentados.

Gráfica 13. Interrupciones mayores a 48 horas durante el año.



Los departamentos más afectados por las fallas de larga duración se presentan a continuación:

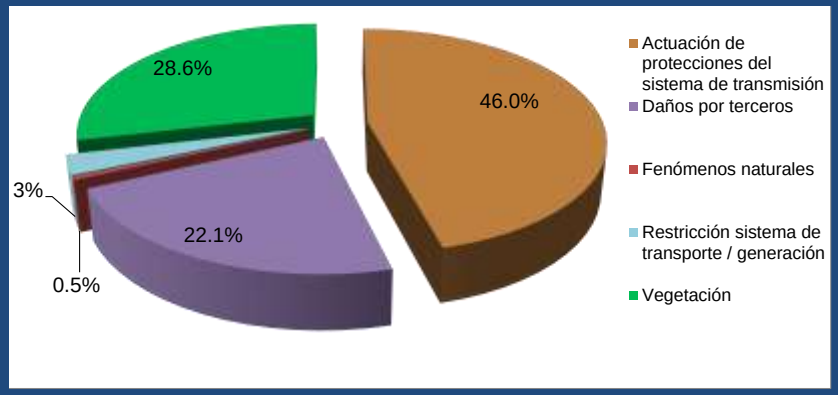
Gráfica 14. Interrupciones superiores a 48 horas presentadas durante el año 2015



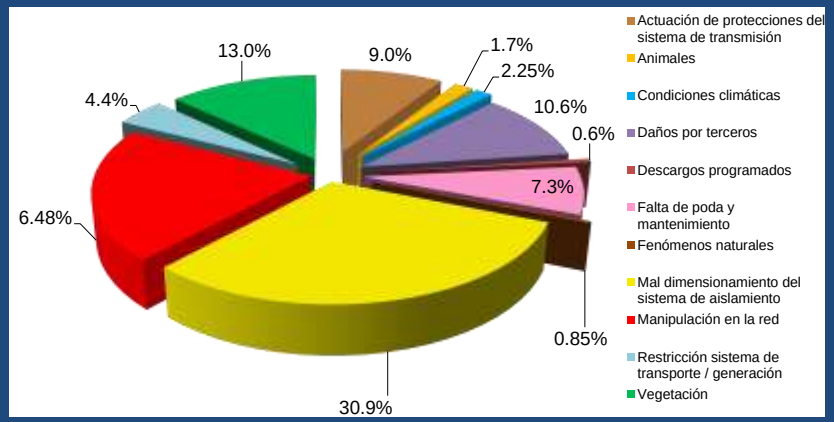
3.2.2 Causas de Interrupciones que invocaron Fuerza Mayor

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, lográndose establecer los porcentajes que rigen las causas invocadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

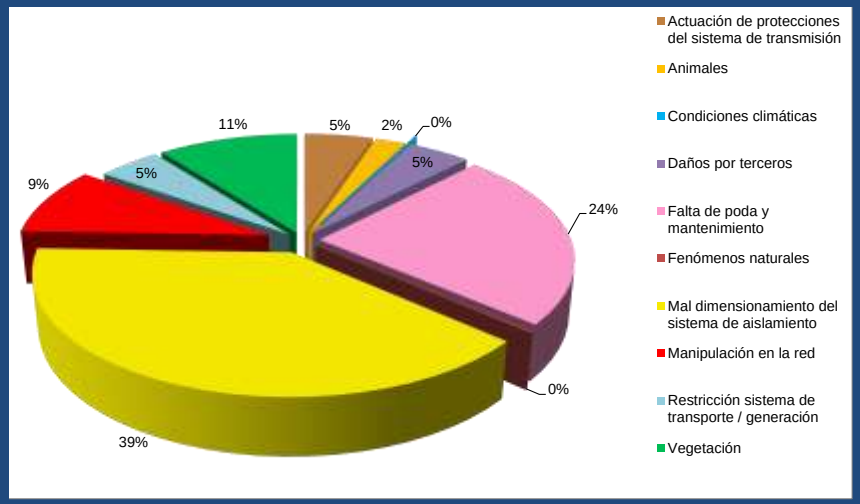
Gráfica 15. Causas de Interrupciones Solicitadas por Fuerza Mayor EEGSA 2015



Gráfica 16. Causas de Interrupciones de Solicitadas por Fuerza Mayor DEOCSA 2015

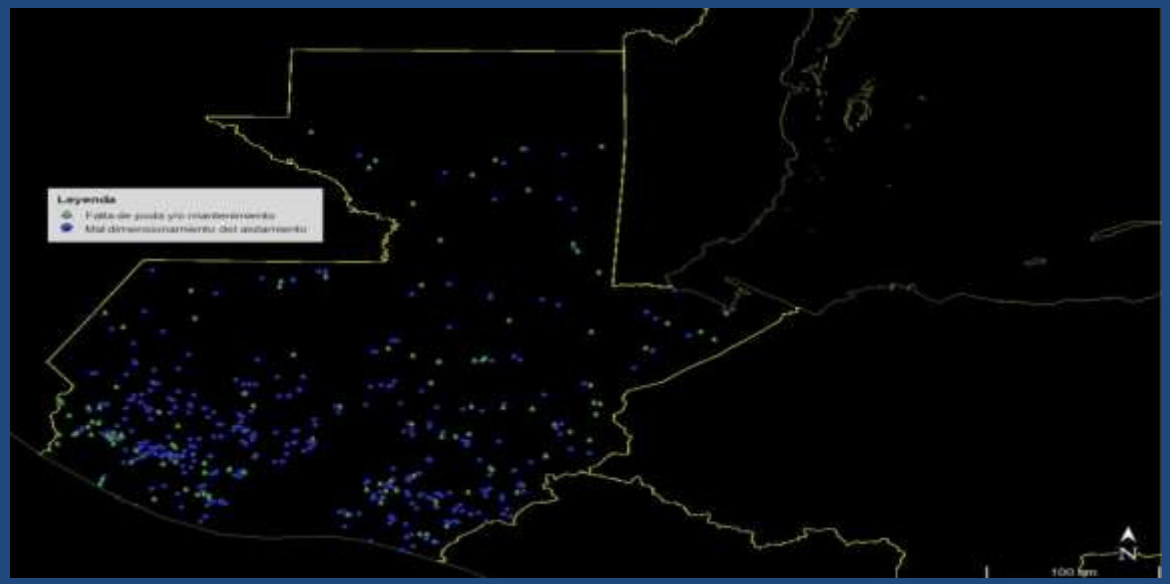


Gráfica 17. Causas de Interrupciones de Solicitadas por Fuerza Mayor DEORSA 2015



A través del Plan Integral 2015, el cual contempla los objetivos de la calidad del servicio técnico, se alcanzó el consenso sobre los aspectos a evaluar y con el fin de velar por la estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico de Guatemala, se implementó e íntegro el Programa de Georreferencia de causas de interrupciones, contemplando la falta de poda o mantenimiento y mal dimensionamiento del aislamiento.

Ilustración 1. Georeferencia de puntos de interrupciones.



3.3 Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor

Proteger los derechos de los usuarios del servicio de energía eléctrica es una de las funciones que la Ley General de Electricidad le otorga a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica A su vez, el artículo 106 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece la obligatoriedad de los Distribuidores a la atención de los reclamos y quejas de los usuarios de su área de cobertura. Para ello, la normativa vigente establece que uno de los parámetros para medidor la calidad del servicio eléctrico es la Calidad del Servicio Comercial.

A su vez, la Calidad del Servicio Comercial se sub-divide es tres parámetros, que son Reclamos de los Consumidores, Facturación y Atención al usuario

En 2015, la Comisión, realizó el cálculo de indicadores de calidad Comercial de cada uno de los parámetros establecidos en el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

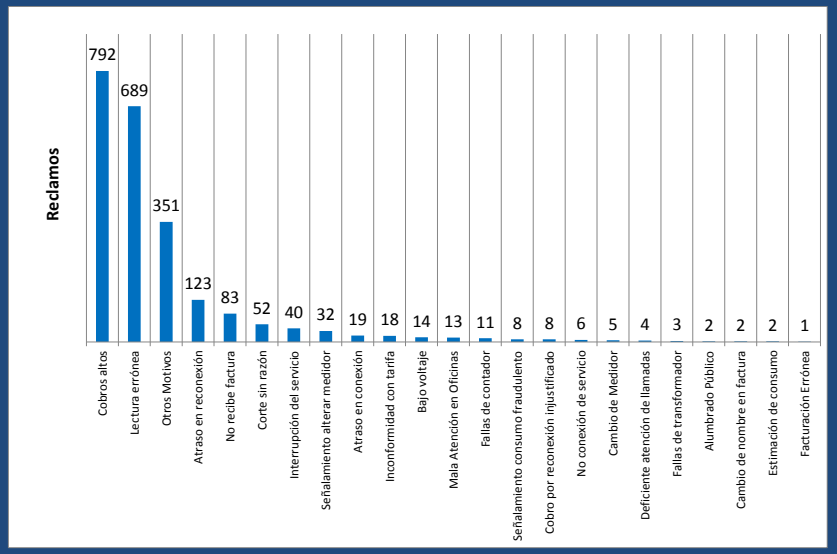
En este apartado de muestran las estadísticas de los Distribuidores con más de 100,000 usuarios.

3.3.1 Reclamos

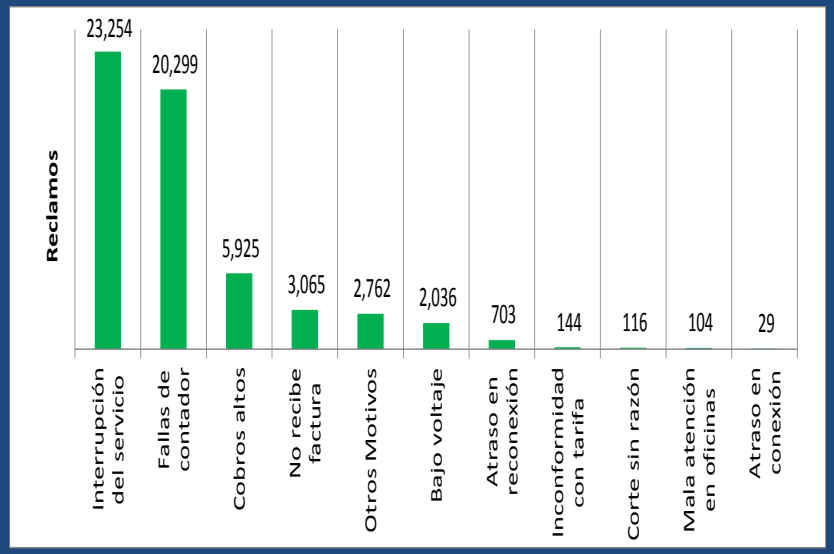
La posibilidad de efectuar un reclamo es un derecho de los usuarios, protegido por diversas leyes y normativas, estos pueden expresar su disconformidad cuando consideran que el servicio eléctrico recibido o la atención a sus gestiones no cumplen con sus expectativas debido a errores por parte de los Distribuidores de energía eléctrica en Guatemala. Los indicadores relacionados a reclamaciones son: Porcentaje de Reclamos, Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos, Tiempo Medio, Solicitudes de Servicios Nuevos que no Requieren Modificación de Red, Solicitudes de Servicios Nuevos que Requieren Modificación de Red, Reconexiones y Facturación Errónea.

Previo a mostrar los resultados de la evaluación de indicadores de Calidad del Servicio Comercial, a continuación se muestran de forma gráfica los reclamos por motivo que recibieron los Distribuidores de energía eléctrica durante el año 2015.

Gráfica 18. Reclamos recibidos en EEGSA



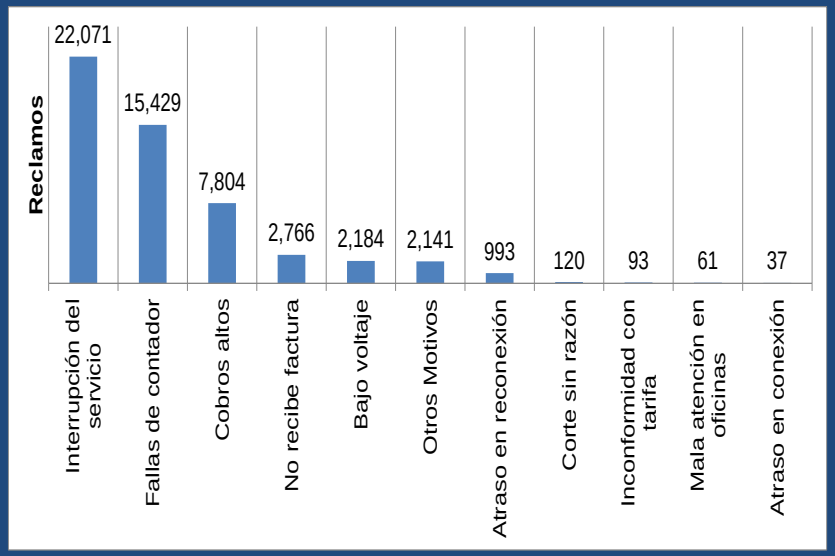
Gráfica 19. Reclamos recibidos en DEOCSA



Cobros altos es el motivo que tiene la mayor cantidad de reclamos con 792 durante el año 2015, Lectura Errónea tiene 689 y Otros motivos con 351 respectivamente. Los motivos de facturación errónea, cambio de nombre en factura y alumbrado público son los que tienen la menor cantidad de reclamos en EEGSA

Interrupciones del servicio es el motivo que tiene la mayor cantidad de reclamos con 23,254 durante el año 2015, seguido de fallas del contador con 20,299 y cobros altos con 5,925 respectivamente. Los motivos de atraso en conexión, mala atención en oficinas e inconformidad con la tarifa, son los motivos que tienen la menor cantidad de reclamos en DEOCSA

Gráfica 20. Reclamos recibidos en DEORSA

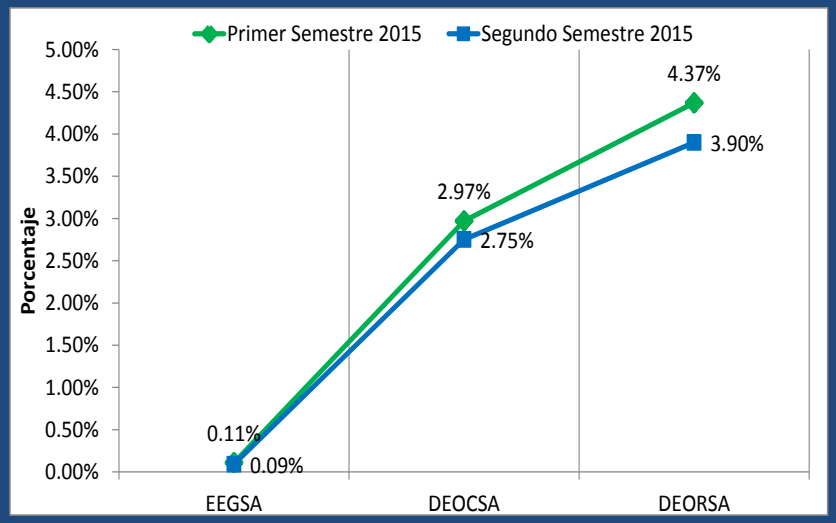


En DEORSA, las Interrupciones del servicio es el motivo que tiene la mayor cantidad de reclamos con 22,071 durante el año 2015, seguido de fallas del contador con 15,429 y cobros altos con 7,804 respectivamente. Los motivos de atraso en conexión, mala atención en oficinas e inconformidad con la tarifa, son los motivos que tienen la menor cantidad de reclamos.

3.3.2 Porcentaje de Reclamos

Este indicador mide la cantidad de usuarios que mostraron inconformidad a través de la presentación de un reclamo, la periodicidad del índice es semestral y para el cálculo se deben considerar todos los reclamos recibidos por los Distribuidores de energía eléctrica en periodo evaluado.

Gráfica 21. Porcentaje de reclamos

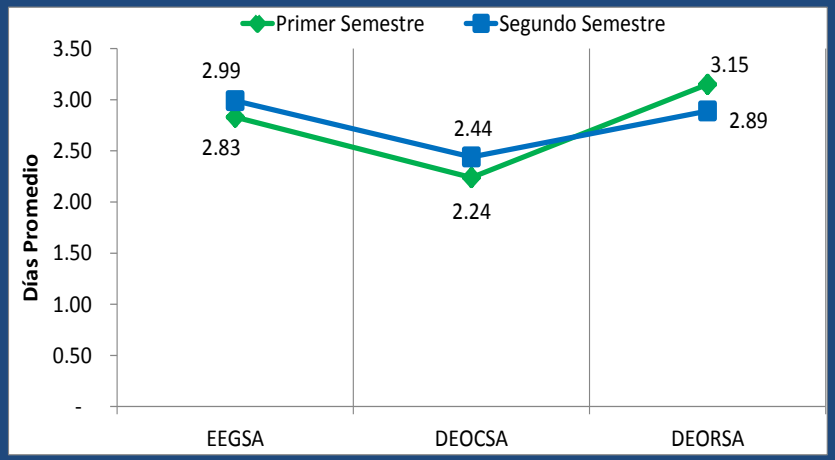


El indicador del porcentaje de Reclamos no superó la tolerancia durante los semestres del año 2015, estando abajo del cinco por ciento (5%) establecido en las NTSD.

3.3.3 Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos

El indicador del Tiempo Promedio de Procesamiento Reclamos, mide el promedio de días en los que fueron resueltos los reclamos de los usuarios, con un promedio máximo de diez 10 días. La periodicidad del índice es semestral y para el cálculo se deben considerar el plazo entre la fecha de presentación y la fecha de resolución de cada uno de los reclamos.

Gráfica 22. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos EE, DC y DR

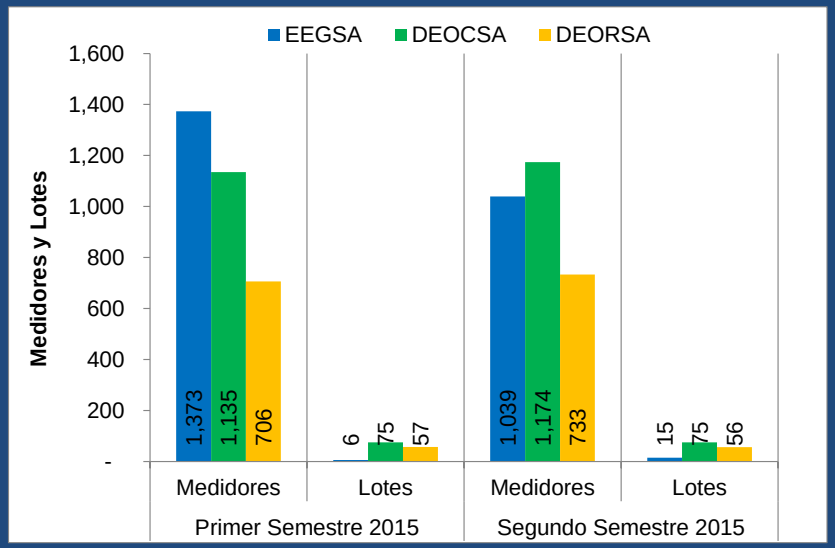


Durante el primero y segundo semestres del año 2015, el indicador del Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos no superó la tolerancia, estando debajo de los diez (10) días establecido en las NTSD.

3.3.4 Precisión de la Medición del Consumo de Energía Eléctrica

Las actividades relacionadas con este indicador inician con la determinación de una muestra a verificar, el sorteo se hace sobre los lotes del parque de medidores reportados por los Distribuidores en el plan quinquenal y luego en campo se verifica cada uno de los medidores para establecer si cumple con el porcentaje de exactitud establecido en las NTSD. En el caso de EEGSA, lo hacen en el laboratorio y DEOCSA y DEORSA lo hacen con medidor patrón.

Gráfica 23. Verificaciones realizadas por los Distribuidores



En relación a la verificación de medidores se observa que EEGSA verificó 2,412 medidores que corresponde a 21 lotes del parque total de medidores, DEOCSA verificará 2,309 medidores de 150 lotes y DEORSA verificará 1,439 medidores de 113 lotes. Cabe mencionar que DEOCSA y DEORSA todavía están realizando la verificación de los medidores indicados a la fecha de la publicación del informe estadístico.

3.3.5 Falta de Notificación de Interrupciones Programadas

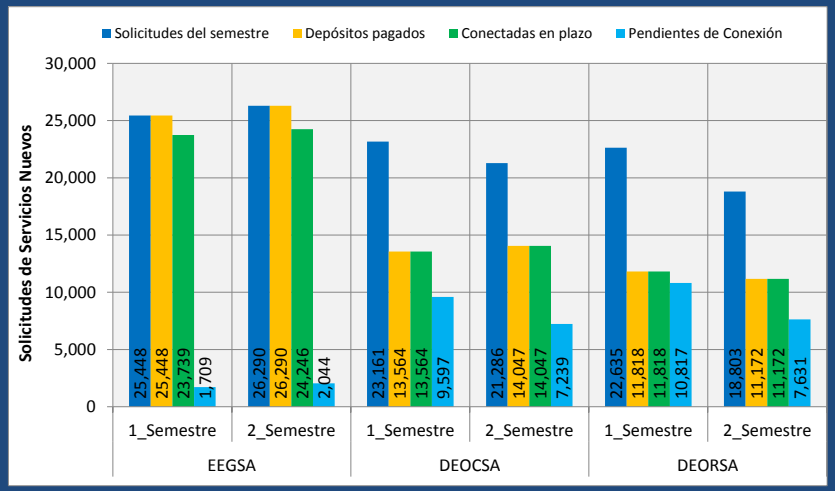
3.4 Calidad de Atención al Usuario

El objetivo de la verificación de la calidad de la atención al cliente es garantizar que el Distribuidor provea a sus usuarios una atención que cumpla lo estipulado en las NTSD, el incumplimiento a los parámetros de calidad establecidos dará lugar al pago de una indemnización al Usuario y/o sanción al Distribuidor.

3.4.1 Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada que no requieren ampliación de Red

El indicador de solicitudes de servicios nuevos que no requieren modificación de la red, mide el plazo de las conexiones que realizan los Distribuidores, la conexión debe efectuarse en un tiempo máximo de 28 días contados a partir de que el solicitante realiza el pago del depósito de garantía u otro pago, al exceder el plazo el Distribuidor debe pagar una indemnización al usuario afectado.

Gráfica 24. Conexiones de servicios nuevos sin modificación por Distribuidor

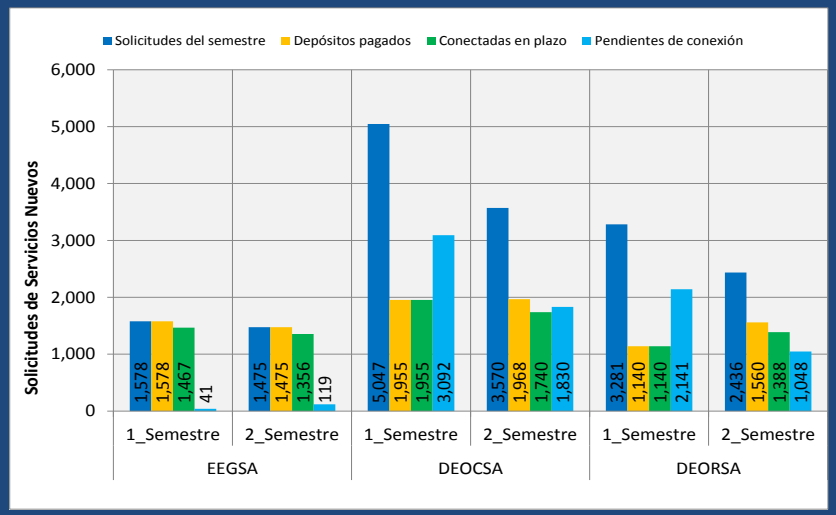


EEGSA recibió 51,738 solicitudes de servicios nuevos durante el 2015, y conectó 47,985. DEOCSA recibió 44,447 solicitudes y realizó 27,611 conexiones. DEORSA recibió 41,438 solicitudes e hizo 22,990 conexiones.

3.4.2 Solicitud de Conexión de Nuevos Servicios o Ampliación de Potencia Contratada que requiere ampliación de Red

Las solicitudes de servicios nuevos que requieren modificación de la red, son las que necesitan alguna ampliación o modificación de la red del Distribuidor para poder realizar la conexión por lo tanto el tiempo máximo es de tres meses contados a partir de la fecha en que el solicitante realiza el pago del depósito de garantía u otro pago, al exceder el plazo el Distribuidor debe pagar una indemnización al usuario afectado.

Gráfica 25. Conexiones de servicios nuevos con modificación por Distribuidor



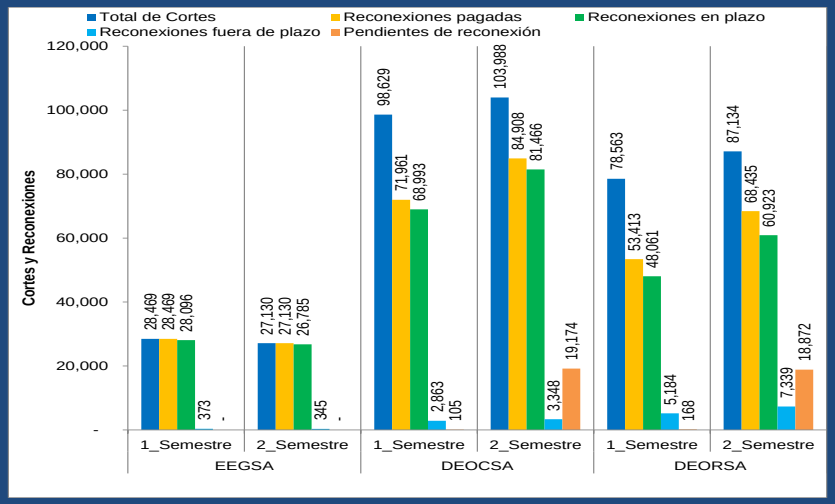
EEGSA, recibió 3,053 solicitudes de servicios nuevos durante el año 2015, de las cuales conectó 2,823; DEOCSA, recibió 8,617 solicitudes y realizó 3,675

conexiones; DEORSA, recibió 5,717 solicitudes y realizó 2,528 conexiones.

3.4.3 Reconexiones

En los casos donde el Distribuidor realizó el corte del suministro eléctrico, el usuario debe cancelar la deuda y realizar el pago de la reconexión, el Distribuidor debe realizar la reconexión en un plazo de 24 horas contadas a partir de la fecha de pago, al exceder el plazo el Distribuidor debe pagar una indemnización al usuario afectado.

Gráfica 26. Cortes y reconexiones por Distribuidor



En relación a las reconexiones efectuadas durante el año 2015, se observa que en el área de cobertura de EEGSA, pagaron 55,599 reconexiones; en DEOCSA, pagaron 156,869 reconexiones y en DEORSA, 121,848. En el caso de EEGSA realizó 718 reconexiones fuera del plazo de 24 horas, DEOCSA realizó 6,211 fuera de plazo y DEORSA realizó 12,523 reconexiones fuera de plazo.

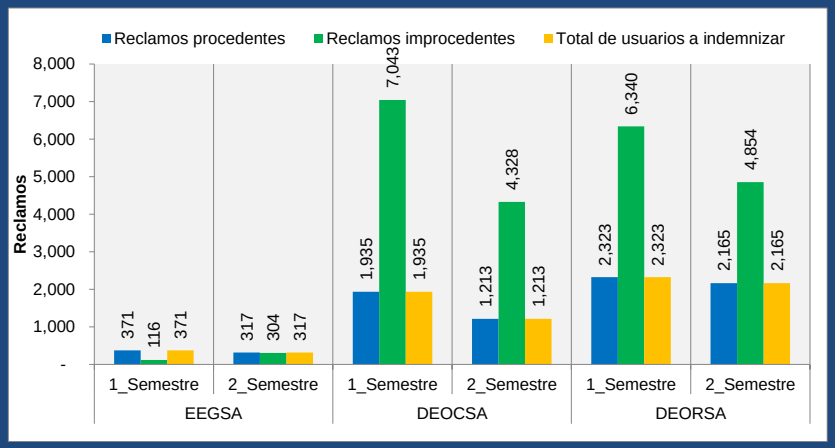
3.4.4 Facturación Errónea

La factura consta de varias partes importantes que cada usuario del servicio de energía eléctrica debe conocer, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Gerencia de Regulación de Calidad, verifica los indicadores relacionados a este parámetro establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad y las NTSD, los indicadores relacionados a este tema son Facturación Errónea y Verificación de Medidores.

Las NTSD, establecen que los reclamos por errores en la facturación deben quedar resueltos en la próxima factura

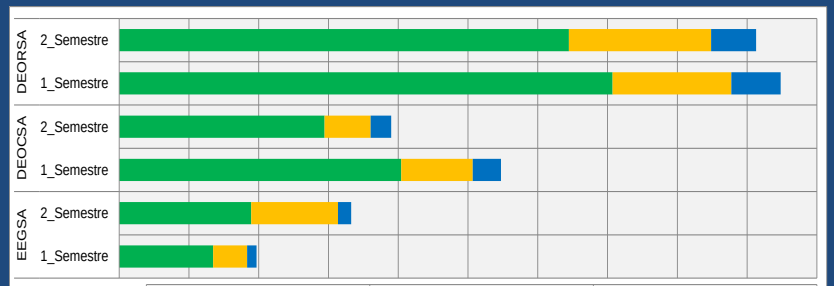
y el Distribuidor debe indemnizar al Usuario afectado, con el diez por ciento de la factura que motivó el reclamo.

Gráfica 27. Errores en la facturación



EEGSA, reportó durante el año 2015 un total de 688 reclamos por facturación procedentes y 420 reclamos improcedentes, en el caso de DEOCSA, reporta en la información regulatoria 3,148 procedentes y 11,371 improcedentes. DEORSA, reporta 4,488 procedentes y 11,194 reclamos dados como improcedentes.

Gráfica 28. Montos reclamados, refacturados e indemnizados



	EEGSA		DEOCSA		DEORSA	
	1_Semestre	2_Semestre	1_Semestre	2_Semestre	1_Semestre	2_Semestre
Monto reclamado	Q269,257.05	Q378,639.73	Q808,629.78	Q588,806.51	Q1,414,571.97	Q1,289,289.24
Monto refacturado	Q97,440.73	Q248,601.71	Q205,026.55	Q132,092.77	Q340,369.61	Q407,666.35
Monto a Indemnizar	Q26,925.71	Q37,863.97	Q80,862.98	Q58,880.65	Q141,457.20	Q128,928.92

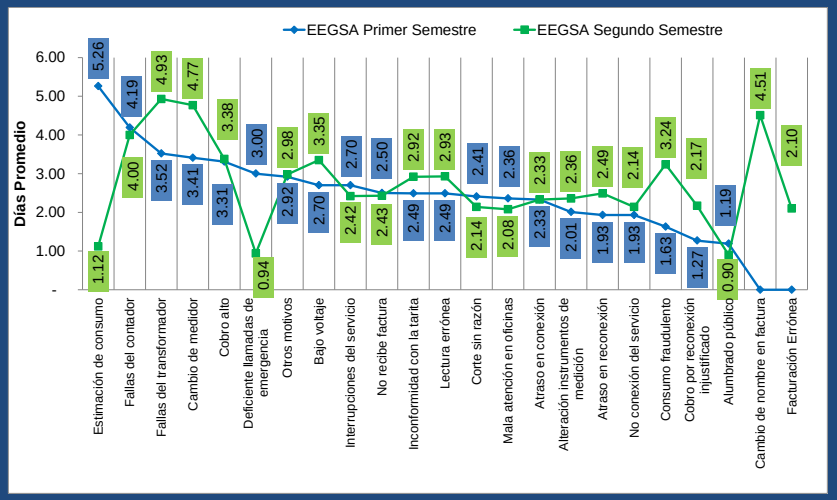
En relación a los montos reclamados se observa que EEGSA, recibió durante el año 2015 un monto de Q647, 896.78 en concepto de errores en facturación, DEOCSA recibió Q1,397,436.29 y DEORSA un total de Q2, 703,861.21. A estos valores se les calculó el 10% en concepto de indemnización a los usuarios afectados con errores en facturación del servicio de energía eléctrica.

3.4.5 Tiempo Medio por causa de reclamo

El Tiempo Medio, también mide el promedio de días en los que fueron resueltos los reclamos de los usuarios, sin

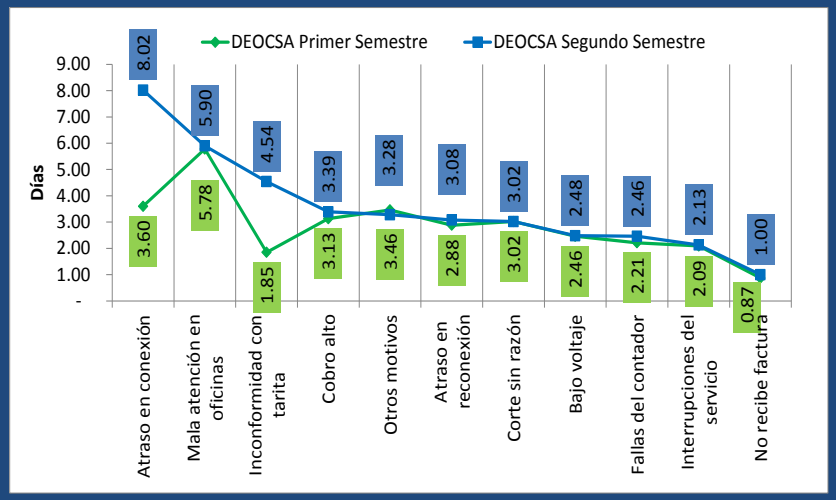
embargo lo hace por cada uno de los motivos de los reclamos, el plazo también es de diez (10) días. Se evalúa semestral y se deben agrupar los reclamos en los diferentes motivos.

Gráfica 29. Tiempo medio de EEGSA



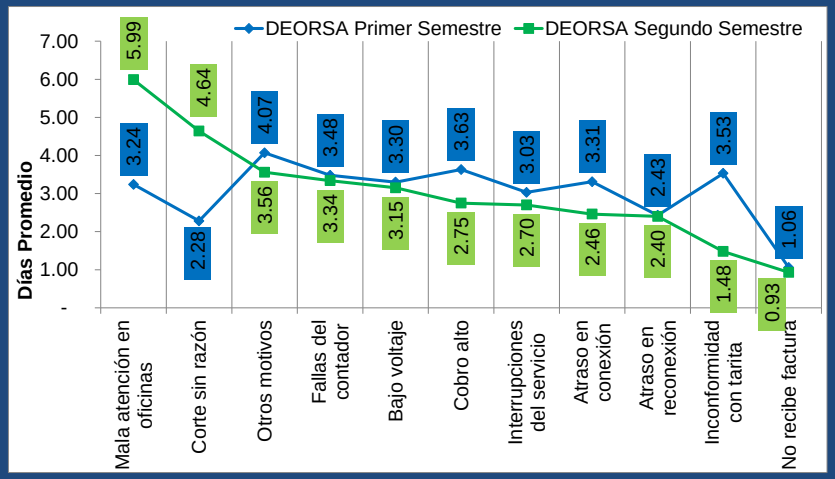
El Tiempo Medio de Empresa Eléctrica de Guatemala, muestra que los reclamos por estimación de consumo con 5.26 días promedio y fallas de transformador con 4.93 días, son los motivos que tienen el tiempo medio más alto y el motivo de alumbrado público tiene el menor tiempo con 0.90 días para resolverlo.

Gráfica 30. Tiempo medio de DEOCSA



En relación al Tiempo Medio de atención de reclamos por motivo, se determinó que los reclamos por atraso en conexión son los que tienen el tiempo medio más alto de tiempo con 8.02 días y el motivo de “No Recibe Factura” tiene 1 día para resolverlo.

Gráfica 31. Tiempo medio de DEORSA

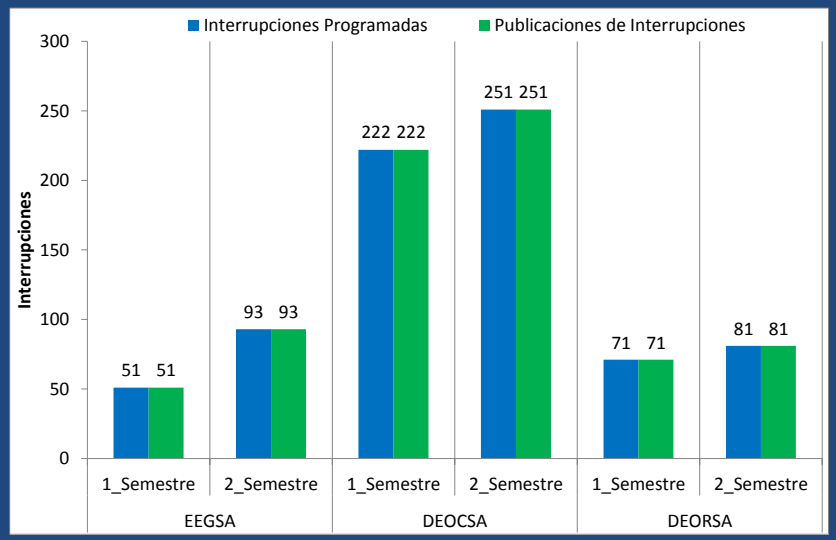


En el Distribuidor de Electricidad de Oriente, los reclamos por mala atención en oficinas son los que tienen el tiempo medio más alto con 5.99 días, seguido de corte sin razón con 4.64 y el motivo de No Recibe Factura tiene 0.93 días para resolverlo.

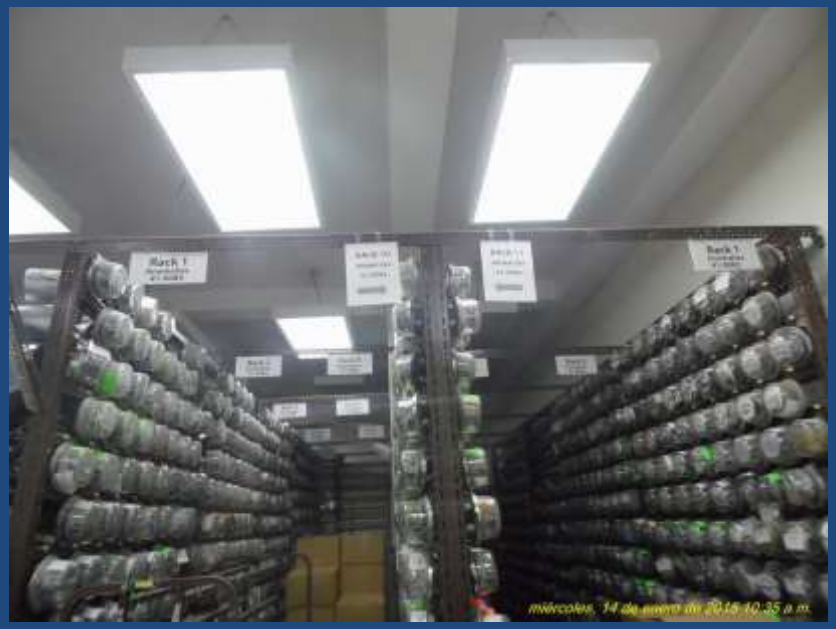
3.4.6 Notificación de Interrupciones Programadas

Las interrupciones del servicio que realizan los Distribuidores como parte de una programación establecida, deben ser anunciadas por el Distribuidor a través de los medios de comunicación masivos por ejemplo diarios de mayor circulación o radioemisoras de mayor audiencia, también informarse de forma personalizada a los Gobernadores Departamentales, Alcaldes y hospitales Nacionales. La divulgación debe realizarse con 48 horas de anticipación.

Gráfica 32. Interrupciones del servicio programadas por Distribuidor



EEGSA, realizó 144 interrupciones del servicio de forma programada; DEOCSA, realizó 473 durante el año 2015 y DEORSA efectuó 152 interrupciones programadas, el total de interrupciones programadas que realizaron los Distribuidores durante el primero y segundo semestre de 2015 fueron notificadas a los usuarios por los medios de comunicación. La Comisión realiza verificaciones en campo de esta actividad.



3.5 Envíos de información Empresas Eléctricas Municipales

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica por medio de la Unidad de Apoyo a Empresas Eléctricas Municipales EEMs, con el afán de que las 16 Empresas Eléctricas Municipales que prestan el servicio de distribución final a sus usuarios cumplan con las obligaciones contenidas en la Norma Técnica del Servicio de distribución implementó un plan de apoyo y seguimiento a las mismas, el cual contempla de manera general los siguiente:

– Asesoría para el levantamiento del sistema de distribución por parte de las EEMs.

– Apoyo en la implementación del sistema de Gestión de calidad, para la evaluación de los servicios técnico y comercial y calidad del producto suministrado.

– Ciclo comercial, en los aspectos de facturación y aplicación adecuada de los pliegos autorizados.

– Aspectos técnicos, como la reducción de pérdidas y alumbrado público.

Tabla 4. Calificación de la información remitida por las EEMs, correspondiente al 2do semestre 2015.

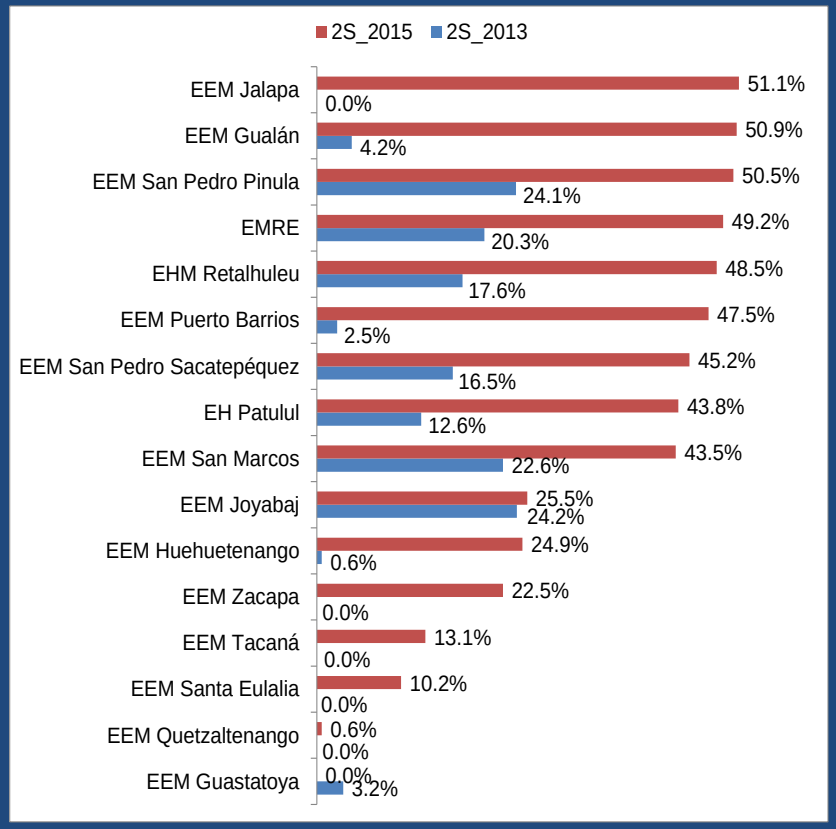
Empresa Eléctrica Municipal	Comercial		Producto	
	mensual	semestral	mensual	semestral
Zacapa	45.1%	0.0%	66.8%	33.3%
Gualán	63.7%	38.0%	99.5%	100.0%
San Pedro Pinula	65.0%	36.0%	99.5%	100.0%
Jalapa	65.3%	37.0%	94.3%	76.7%
Puerto Barrios	56.9%	38.0%	93.5%	100.0%
Guastatoya	0.0%	0.0%	0.0%	33.3%
Quetzaltenango	1.2%	0.0%	0.0%	0.0%
Retalhuleu	64.9%	32.0%	95.6%	83.3%
San Pedro Sacatepéquez	59.3%	31.0%	100.0%	100.0%
Huehuetenango	49.8%	0.0%	0.0%	0.0%
Joyabaj	51.0%	0.0%	97.4%	33.3%
Santa Eulalia	20.4%	0.0%	0.0%	0.0%
Tacaná	26.3%	0.0%	3.8%	0.0%
EMRE	59.5%	39.0%	96.9%	100.0%
San Marcos	51.0%	36.0%	98.7%	100.0%
Patulul	55.6%	32.0%	97.5%	100.0%

Nota: no incluye servicio técnico ya que se encuentra en la etapa de validación del levantamiento del sistema de distribución.

3.5.1 Calidad Comercial

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

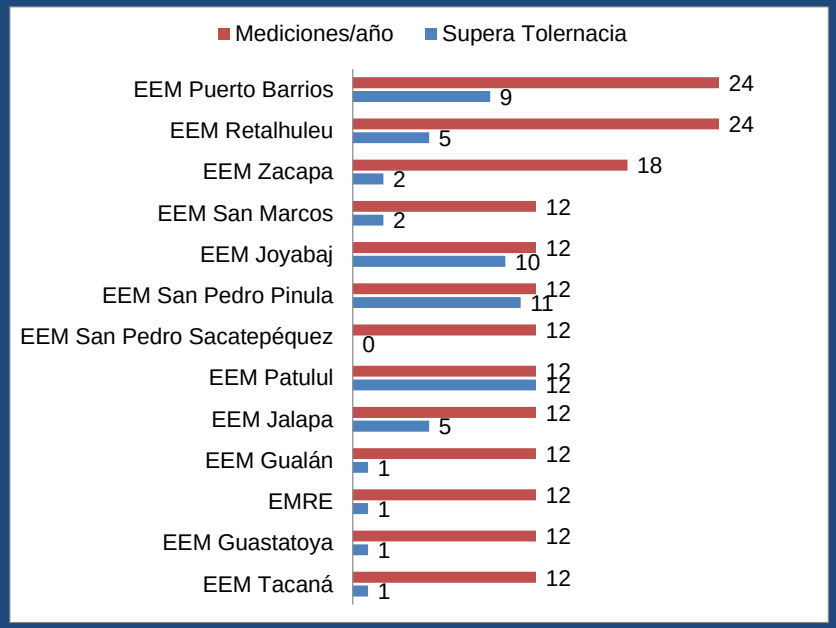
Gráfica 33. Comparación con la información remitida por las EEMs posterior al apoyo de la CNEE con relación a la calidad del servicio comercial.



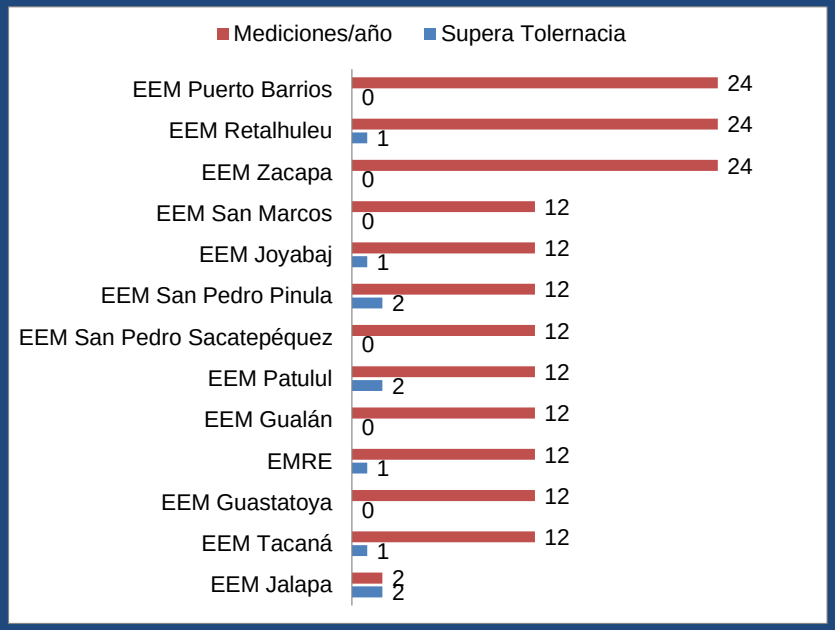
3.5.2 Calidad del Producto Técnico

La calidad del servicio de distribución se evalúa con mediciones de varios parámetros, 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, el cual luego pueda ser contrastado con la tolerancia, de manera que pueda concluirse respecto a cada medición si tiene o no mala regulación de tensión, todo esto conforme a lo indicado a las NTSD y la Resolución CNEE-38-2003. Es de esta manera que las Empresas Eléctricas Municipales realizan mensualmente la evaluación del producto suministrado.

Gráfica 34. Mediciones con mala regulación de tensión en las EEMs -2015.

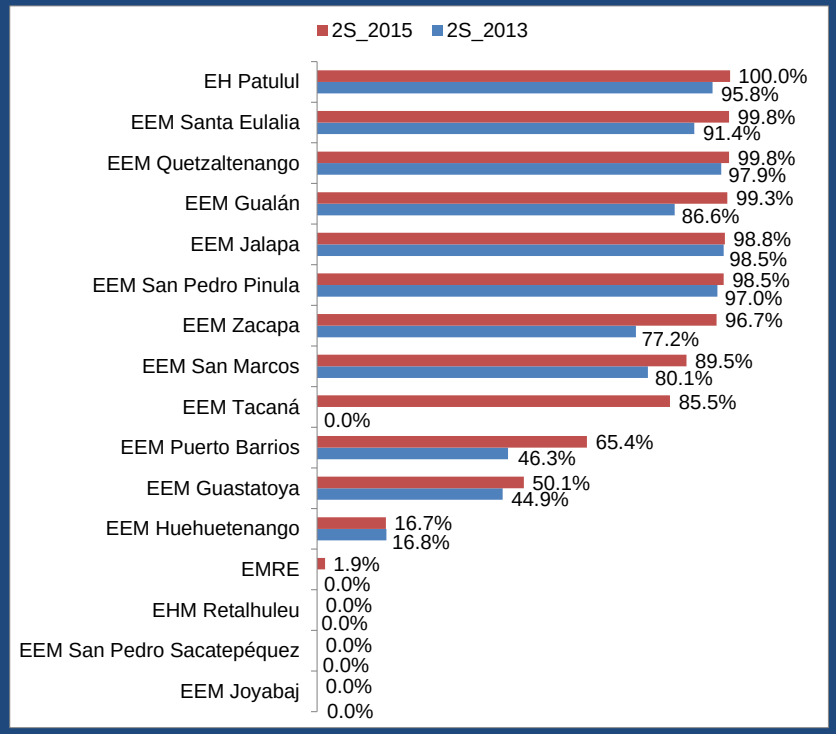


Gráfica 35. Mediciones con mala regulación de tensión en las EEMs -2016.



En el año 2015 de un total de 192 mediciones sorteadas y notificadas por CNEE a las EEMs que cuentan con equipo de medición, existen 60 mediciones con mala regulación de tensión por corregir. Al mes de abril de 2016 de un total de 192 al año, se tienen 10 mediciones que superan las tolerancias y que es necesario corregir.

Gráfica 36. Comparación con información remitida por las EEMs posterior al apoyo de la CNEE con relación a la calidad del producto técnico.



3.5.3 Calidad del Servicio Técnico

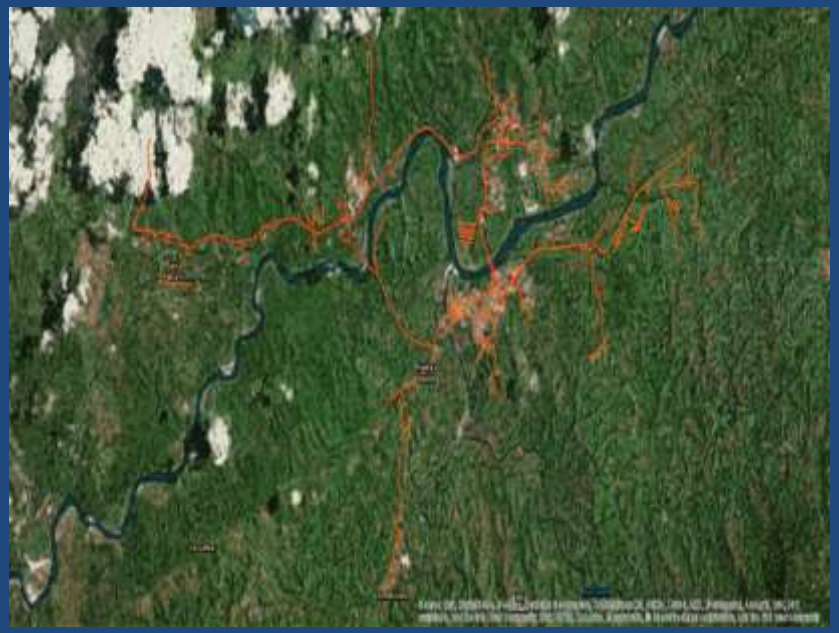
3.5.3.1 Procedimiento para el levantamiento del sistema de distribución de las Empresas Eléctricas Municipales

El objetivo principal es lograr que las EEMs cuenten con un procedimiento para el levantamiento e identificación de sus redes de distribución y para el pleno conocimiento de sus usuarios, de manera que cuenten de manera sistemática con la información básica necesaria para la evaluación del servicio de distribución, indicado las NTSD. Además con la implementación de este procedimiento, como valor agregado estas empresas contaran con la información necesaria para la planificación, administración, gestión, operación y análisis de redes tanto en sus circuitos primarios como secundarios.

Y cuyos objetivos específico son los siguientes:

- Establecer las condiciones generales del catastro y la forma como deberán ser ejecutados los trabajos de campo.
- Brindar al personal de las EEMs un adiestramiento teórico-práctico para el levantamiento de la información de la red de distribución.
- Que las EEMs cuenten con la información necesaria para evaluar el estado de sus redes de distribución por medio de simulaciones. Además de contar con la información necesaria para una adecuada gestión y planeación de la red de distribución.
- Conocimiento pleno del usuario y el vínculo de red (información básica necesaria para el cumplimiento normativo).
- Facilitar el cumplimiento normativo en las EEMs.

Ilustración 2 Diagrama Red Distribución EEM Gualán Zacapa.



Empresas con el levantamiento finalizado, falta únicamente la validación de la información remitida a CNEE.

Tabla 5. Avance de las EEMs en cuanto al levantamiento del sistema de distribución.

EEM	Km Red MT	Km Red BT	Centros de Transforma-ción	Usuarios
Zacapa	150.00	0.00	947	645
Gualán	62.00	17.16	295	1,335
San Pedro Pinula	19.00	13.54	43	1,265
Jalapa	55.00	0.00	310	0
Puerto Barrios	195.41	0.00	1239	0
Guastatoya	0.00	0.00	485	0
Quetzaltenango	0.00	0.00	0	0
Retalhuleu	62.00	65.00	441	10,582
San Pedro Sacatepéquez	99.90	11.47	565	0
Huehuetenango	0.00	0.00	4	0
Joyabaj	253.00	10.00	451	978
Santa Eulalia	0.00	0.00	0	0
Tacaná	0.00	0.00	7	0
EMRE	72.00	80.00	192	4,031
San Marcos	83.00	6.61	346	1,000
Patulul	10.00	10.00	42	1,096
Total general	**1,061.31**	**213.78**	**5,367**	**20,932**

Ilustración 3 Diagrama Red Distribución EEM San Marcos.

El levantamiento del sistema de distribución es un proceso definido por la Unidad de Apoyo a EEMs, con el objetivo principal es asesorar a estos Distribuidores, para que las mismas recaben con sus propios recursos la información inicial necesaria para articular el cumplimiento normativo al cual están sometidas.

Tabla 6. Avance del levantamiento del sistema de distribución por EEMs.

Empresa Eléctrica	**Km Red MT**	**Km Red MT**	**Centros de Transformación**	**Número de Usuarios**	**Avance**
Quetzaltenango					0.0%
Huehuetenango					0.0%
Puerto Barrios	341.01	136.87	1,237		43.4%
Zacapa	150.00		947	645	18.0%
San Pedro Sacatepéquez	100.21	166.30	565		47.1%
Jalapa	55.00		310		23.3%
Retalhuleu	36.90	18.79	73	2,650	50.0%
Joyabaj	253.00	10.00	451	978	64.0%
San Marcos	83.45	17.58	346		39.3%
Guastatoya					0.0%
Gualán	58.65	24.62	297		48.8%
EMRE	83.77	79.59	195	4,343	76.3%
Santa Eulalia					0.0%
Tacaná			7		0.0%
San Pedro Pinula	8.17	18.96	43	1,265	87.77%
Patulul	9.97	13.77	42	760	85.5%
TOTAL	**1,180**	**486**	**4,513**	**10,641**	**36.47%**

En la tabla anterior se presenta la parte de información que se validó por la CNEE, respecto a la totalidad de la información levantada por cada Empresa Eléctrica Municipal.

Gráfica 37. Porcentaje avance levantamiento sistema distribución de las EEMs.

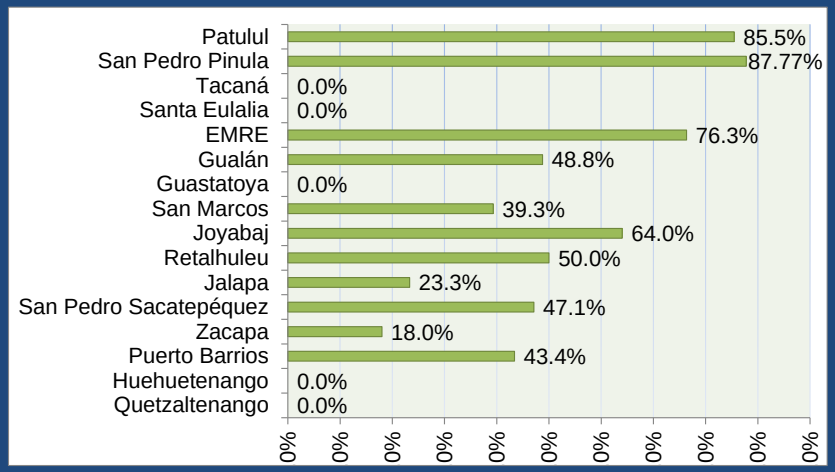


Ilustración 4. Diagrama EEM San Pedro Sacatepéquez

3.5.3.2 Evaluación de las puestas a tierra instaladas en la red de distribución en las Empresas Eléctricas Municipales

Las gráficas muestran las mediciones realizadas por EEM y las mediciones con mala regulación de tensión, para las cuales el Distribuidor debe realizar alguna adecuación en la red de distribución posterior a una evaluación, de manera que el voltaje suministrado a esos usuarios este dentro de tolerancia, además de acreditar las indemnizaciones correspondientes.

Ilustración 5. Equipo GPS

Ilustración 6. Amperímetro de gancho

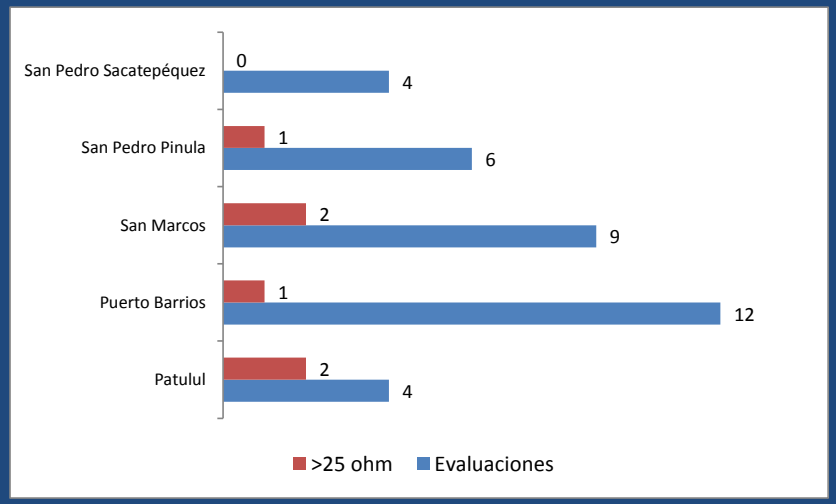
Ilustración 7. Centro de transformación

Las puestas a tierra fungen un papel principal dentro de la red de distribución, ya que estas son un sumidero para las fallas o rayos que incidan dentro de la misma, además de servir de referencia y evitar variaciones de voltaje. Por lo que esta Comisión realizó una campaña de revisión y medición en las tierras de las distintas Empresas Eléctricas Municipales, de manera que puedan evaluarse las mismas. En las NTDOID, en el artículo 33.1 se indica que la resistencia de una conexión individual a través de un electrodo deberá ser lo más cercana a 25 ohmios, y cuando la resistencia sea mayor de este valor, deberá utilizarse dos o más electrodos hasta reducirlo a un valor aceptable.

La gráfica muestra que de las 35 evaluaciones realizadas en las distintas EEMs, deben ser mejoradas 6 puestas a tierra ya que tienen una resistencia mayor de 25 ohm.

Ilustración 8. Ubicación Puestas a Tierra Evaluadas.

Gráfica 38. Evaluación de puestas a tierra en las EEMs.



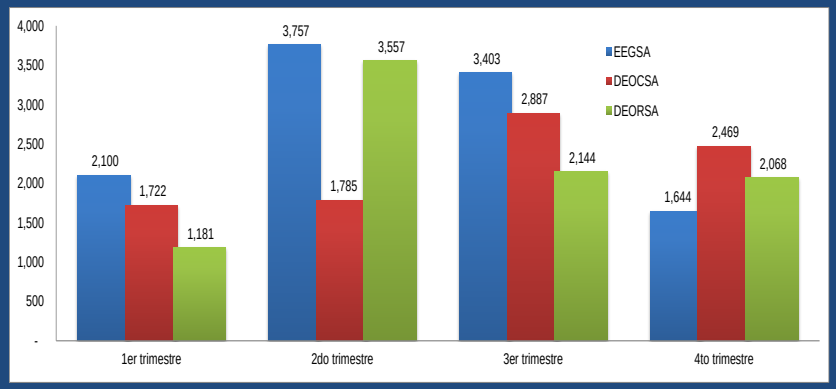
4 Cumplimiento Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución

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-, la cual está contenida en la 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 los Distribuidores para las actividades de diseño, operación y mantenimiento, etc., aplicable a líneas de distribución y subestaciones.

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

Gráfica 39. Actividades de mantenimiento en líneas de Media Tensión.



*La información de EEGSA se encuentra actualizada hasta el mes de Noviembre 2015.

La gráfica anterior representa la cantidad de actividades de mantenimiento al equipo eléctrico instalado en líneas de distribución de Media Tensión reportadas por los Distribuidores. 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 7. Actividades de mantenimiento a líneas de Media Tensión.

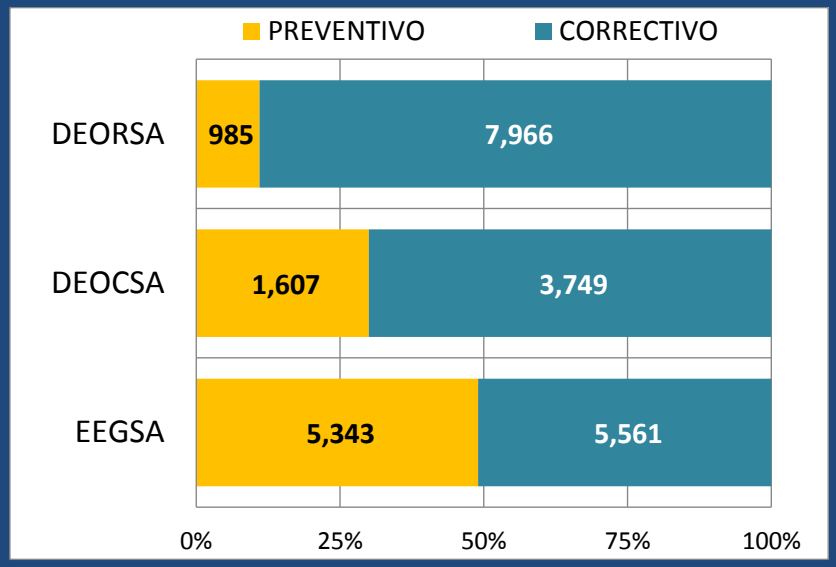
		EEGSA		DEOCSA		DEORSA	
Tipo de mantenimiento (%)		Preventivo	Correctivo	Preventivo	Correctivo	Preventivo	Correctivo
		46%	51%	30%	70%	11%	89%
Poda	Tramos	15,835	-	-	-	-	-
	km	-	-	-	3,365.21	-	4,951.63
Inspección	Tramos	-	129	-	-	-	-
	km	-	-	3,128	-	2,168	-
Actividades diversas	Unidad	5,342.96	5,561.04	1,606.80	3,749	984.5	7,965.50
Total de circuitos con actividad		184 de 191		123 de 134		122 de 126	

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 EEGSA, DEOCSA y DEORSA con el objetivo de estandarizar la información remitida y desarrollar los perfiles generales de mantenimiento.

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 40.Tipo de mantenimiento realizado en las instalaciones de red de Media Tensión

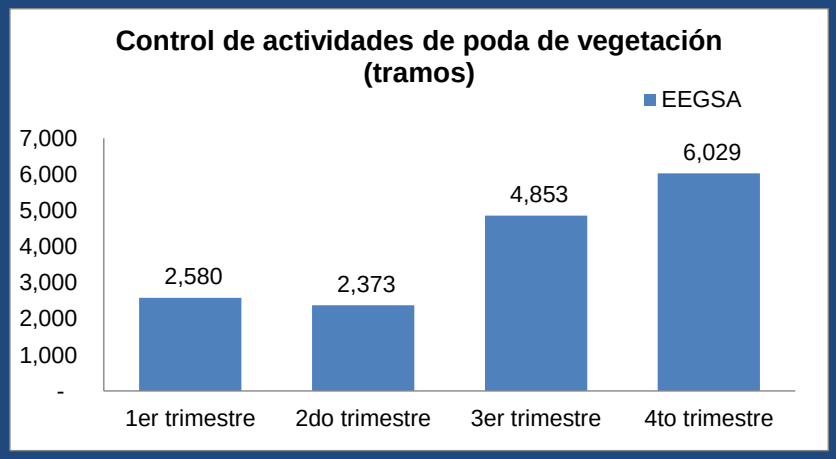


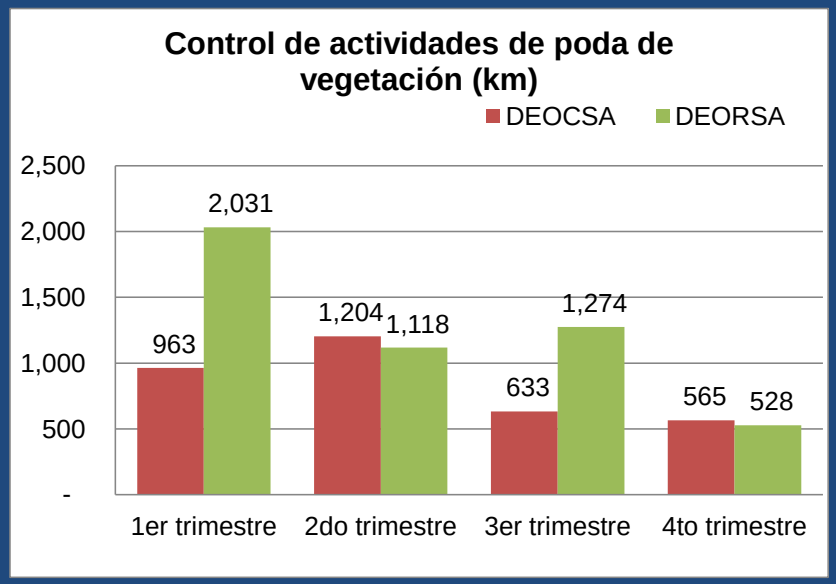
La gráfica presenta información en cuanto al peso del tipo de mantenimiento que realizaron DEOCSA, DEORSA y EEGSA a sus redes de distribución de media tensión, se puede observar que el mantenimiento correctivo realizado por DEORSA representa el 89%,

para DEOCSA el 70% y para EEGSA el 51% del total de actividades reportadas.

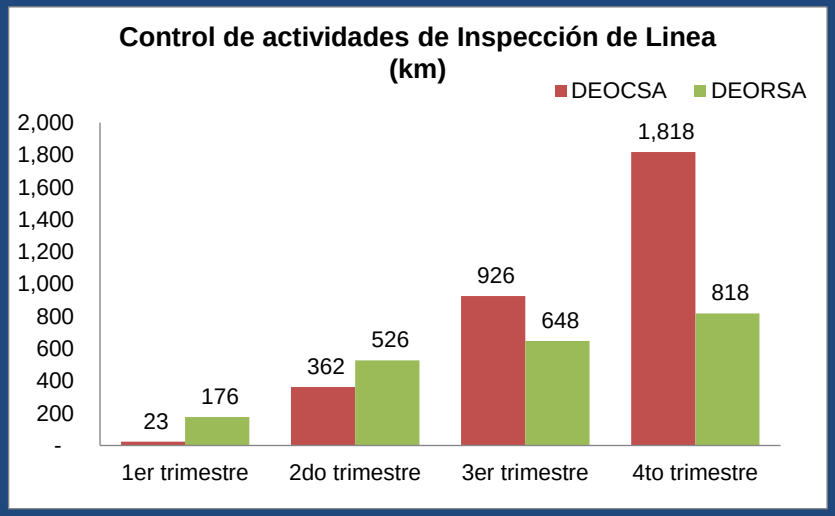
Se observa, según la información reportada, la distribución anual de la poda y tala de arbolado realizada por los Distribuidores. En DEOCSA existe una mayor actividad en el segundo trimestre. En el caso de DEORSA se observa una mayor actividad en el primer y tercer trimestre y en EEGSA se observa un incremento durante el año en la realización de dicha actividad.

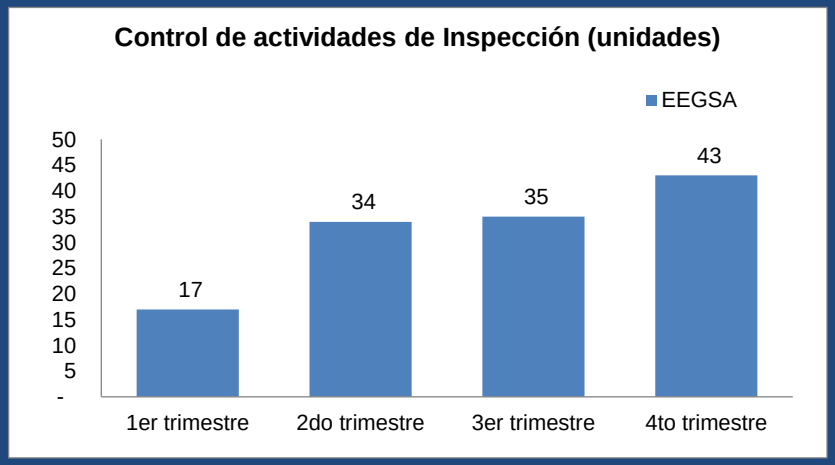
Gráfica 41. Control mensual de poda y tala de arbolado





Gráfica 42. Actividades de inspección de línea por trimestre





La gráfica muestra los kilómetros reportados con relación a la actividad de inspección de línea media tensión por parte de DEOCSA realizó 3,128 km de inspección de línea y DEORSA inspeccionó 2,168 km. EEGSA por su parte desglosa su actividad de inspección de línea en diferentes actividades de inspección de equipo.

Tabla 8. Actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA

Tipo de mante-nimiento	Actividad	Ejecución DEOCSA	Ejecución DEORSA	Unidad
Preventivo	Inspección de línea	3,128	2,168	km
	Anclajes	219	398	Unidades
	Aplomado de postes	234	244	Unidades
	Cambio de cruceros	381	240	Unidades
	Cambio de cortacircuitos	355	174	Unidades
	Limpieza de conductores	251	52	km
	Medición de tierras	380	285	Unidades
	Mejora de tierras	973	618	Unidades
	Reconductorado	-	-	km
	Protección de postes	-	-	Unidades
	Retranqueos	94	109	Unidades
	Poda de vegetación	-	-	km
	Limpieza subestación	-	-	Unidades
	Cambio de centros transformación	640	654	Unidades
	Revisión de centros transformación y suministros	-	-	Unidades
	Cambio de fase de centros de transformación	-	-	Unidades
	Mantenimiento Preventivo Subestación	-	-	Unidades
	Limpieza de aisladores	322	793	Unidades
Correctivo	Traccionar conductor	-	-	km
	Cambio de Bushing Media Tensión	-	-	Unidades
	Cambio de Fusible	370	304	Unidades
	Reparación de línea rota	-	-	Unidades
	Cambio de Retenidas	213	65	Unidades
	Cambio de conductor por deterioro.	27.55	17.75	km
	Substituir capacitor	-	-	Unidades
	Substituir regulador	-	-	Unidades
	Maniobras de reposición del servicio	-	-	Unidades
	Retensado de retenidas	127	163	Unidades
	Cambio de Bushing Baja Tensión	-	-	Unidades
	Cambio de Bajadas de centro de transformación	-	-	Unidades
	Reparación de Acometida	111	1970	Unidades
	Mantenimiento acometida por falso contacto	-	-	Unidades
	Sustituir aceite del transformador	-	-	Unidades
	Cambio puente auxiliar	-	-	Unidades
Preventivo y correctivo	Cambio de aisladores	2831	1383	Unidades
	Cambio de postes	586	901	Unidades
	Cambio de pararrayos	127	50	Unidades
	Cambio de Conectores	478	429	Unidades

La tabla anterior muestra el desglose de actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA mediante los procesos definidos para tal fin.

Tabla 9. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA

Tipo de mantenimiento	Actividad de mantenimiento Media Tensión	Ejecución EEGSA (unidades)
Correctivo	Cambio de fusible	37
	Cambio de Recloser	1
	Instalación de conductor	8
	Instalación de cortacircuitos y portafusibles	8
	Instalación de transformador	72
	Reparación de aislador	165
	Reparación de conductor	1574
	Reparación de cortacircuitos	450
	Reparación de fusible	262
	Reparación de pararrayos	116
	Reparación de poste	2
	Reparación de reconectador	5
	Reparación de Seccionalizador	16
	Reparación de transformador	1755
Preventivo	Cambio de aislamiento	1
	Cambio de banco de capacitores	1
	Cambio de crucero	638
	Cambio de extensión primaria	30
	Cambio de herrajes	4
	Cambio de soporte y/o aislador	1532
	Instalación de ancla	102
	Instalación de cortacircuito o seccionador	15
	Instalación de pararrayos	289
	Instalación de poste	29
	Instalación de puentes	2
	Instalación de puesta a tierra	2
	Mantenimiento de seccionador	1
	Reparación de tirante aéreo	178
Preventivo y Correctivo	Cambio de aislador	1027
	Cambio de conductor	823
	Cambio de cortacircuitos	164
	Cambio de pararrayos	228
	Cambio de poste	810
	Cambio de transformador	556

Tabla 10. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA en líneas de baja tensión.

Tipo mantenimiento	Actividad de mantenimiento Baja Tensión	Ejecución EEGSA
Preventivo	Aplomado de poste	7
	Cambio de soporte secundario	641
Correctivo	Cambio de acometida	85
	Cambio de aislador	19
	Cambio de contador	81
	Cambio de poste	222
	Instalación de acometida	6
	Instalación de conductor	12
	Instalación de contador	3
	Reparación de acometida	8082
	Reparación de aislador	74
	Reparación de conductor	1540
	Reparación de contador	251
Preventivo y Correctivo	Cambio de conductor	364

La ejecución actual de las actividades de operación y mantenimiento se refleja en forma directa en los indicadores de calidad de servicio establecidos en la normativa técnica correspondiente. La CNEE realiza acciones a efecto de incentivar la realización de mantenimientos en red que signifiquen una mejora en la calidad de servicio prestado.

4.2 Análisis del Estado de las Redes de Distribución

Con el propósito de estimar el estado de las redes, se efectuó el análisis del estado de las instalaciones de EEGSA, DEORSA y DEOCSA a través de la auditoría a una muestra aleatoria de los tramos de Media Tensión reportados por las mismas, calculando una muestra estadística con un 10% de error. Posteriormente, se efectuó el sorteo de los tramos a auditar y fiscalizadores de la Comisión visitaron dichos tramos durante el transcurso del año, obteniendo resultados acumulados y un resultado final en el mes de diciembre.

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

A inicios del año 2016, como complemento a la actividad de fiscalización efectuada, se requirió a los Distribuidores presentar el plan de adecuación de los incumplimientos encontrados y mejorar los programas de mantenimiento en sus redes de distribución.

Tabla 11. Resultado de la fiscalización de tramos.

	% Incumpli-miento	Incumpli-mientos	Tramos Fiscalizados
1º Trimestre	37%	10	27
2º Trimestre	67%	37	55
3º Trimestre	55%	18	33
4º Trimestre	67%	60	89
Acumulados	61%	125	204

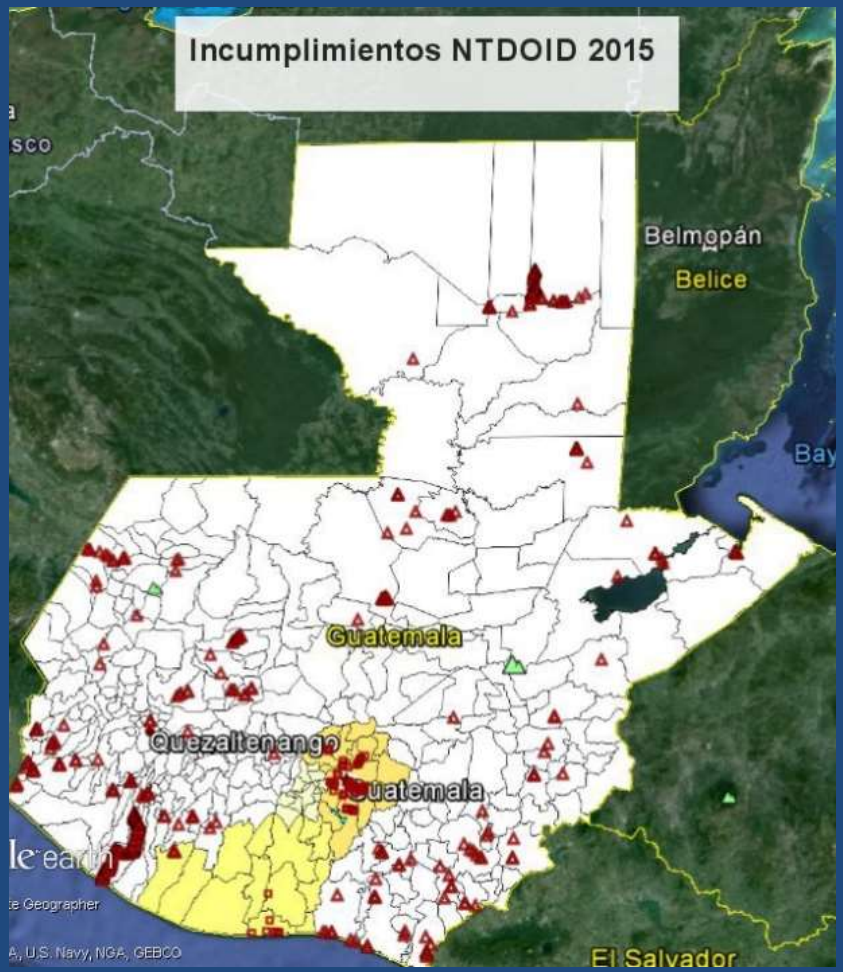
La tabla anterior muestra la cantidad de tramos fiscalizados por trimestre para EEGSA, DEOCSA y DEORSA y la cantidad con hallazgos de incumplimientos. En total se fiscalizaron 204 tramos de media o baja tensión, los hallazgos de incumplimientos normativos encontrados fueron 125, lo cual representa un 61% del total fiscalizado.

Tabla 12. Resultados de la auditoría por Distribuidor para determinar el estado de las instalaciones.

Distribuidor	Tramos fiscalizados que presentaron incumplimientos
EEGSA	46%
DEOCSA	69%
DEORSA	69%

La CNEE está efectuando las actividades de seguimiento que corresponden para mejorar el cumplimiento normativo de los Distribuidores, habiendo requerido un plan de mejora a inicios de 2016 para subsanar los incumplimientos del año anterior y, recomendando efectuar mejoras en los planes de mantenimiento de los Distribuidores.

Ilustración 9. Mapa de ubicación geográfica de hallazgos de incumplimientos NTDOID.



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 que se llevó a cabo.

Tabla 13. Hallazgos de Incumplimientos NTDOID encontrados durante las fiscalizaciones.

Departamento	Cantidad de tramos fiscalizados	Cantidad de tramos con incumplimiento	% de Incumplimiento	Hallazgos adicionales
Alta Verapaz	15	11	73%	13
Chimaltenango	3	1	33%	0
Chiquimula	3	2	67%	5
El Progreso	1	1	100%	0
Escuintla	12	3	25%	4
Guatemala	53	28	53%	35
Huehuetenango	10	9	90%	9
Izabal	10	7	70%	7
Jalapa	1	1	100%	0
Jutiapa	16	11	69%	16
Mazatenango	0	0	0%	2

Departamento	Cantidad de tramos fiscalizados	Cantidad de tramos con incumplimiento	% de Incumplimiento	Hallazgos adicionales
Petén	13	9	69%	101
Quetzaltenango	11	3	27%	12
Quiché	15	14	93%	5
Retalhuleu	1	1	100%	8
Sacatepéquez	3	0	0%	0
San Marcos	7	6	86%	17
Santa Rosa	5	4	80%	19
Sololá	2	1	50%	0
Suchitepéquez	16	9	56%	200
Totonicapán	3	3	100%	2
Zacapa	4	1	25%	1
	204	125		456

La tabla anterior presenta los resultados por departamento del análisis del cumplimiento a la normativa NTDOID. Puede observarse la cantidad de tramos que presentaron incumplimiento y su relación con los tramos sorteados para cada departamento.

La totalización de hallazgos incluye una la fiscalización muestral, y puntos adicionales en la red, que ameritaran corrección por parte de los Distribuidores.

Tabla 14. Tipo de Hallazgos NTDOID derivados de la fiscalización muestral

Tipo de Incumplimientos	**Hallazgos 2015**	**Peso de los hallazgos**
Poste inclinado	36	6.2%
Invasión de vegetación MT	238	40.8%
Invasión de vegetación BT	139	23.8%
Invasión de vegetación MT/BT	137	23.5%
Neutral reventado	1	0.2%
Pararrayos Quemado	1	0.2%
Cable de retenida suelto	1	0.2%
Aislador doblado MT	1	0.2%
Transformador derramando aceite	2	0.3%
Cable MT Bajo	3	0.5%
Línea de MT sin aislador	1	0.2%
Poste quebrado	5	0.9%
Línea fuera de aislador	4	0.7%
Pararrayos Dañado	4	0.7%
Cables bajos BT	3	0.5%
Fusible en mal estado	1	0.2%
Poste en mal estado	2	0.3%

Tipo de Incumplimientos	Hallazgos 2015	Peso de los hallazgos
Cable de MT Dañado	1	0.2%
Invasión de Distancia de Seguridad	1	0.2%
Crucero en mal estado	2	0.3%

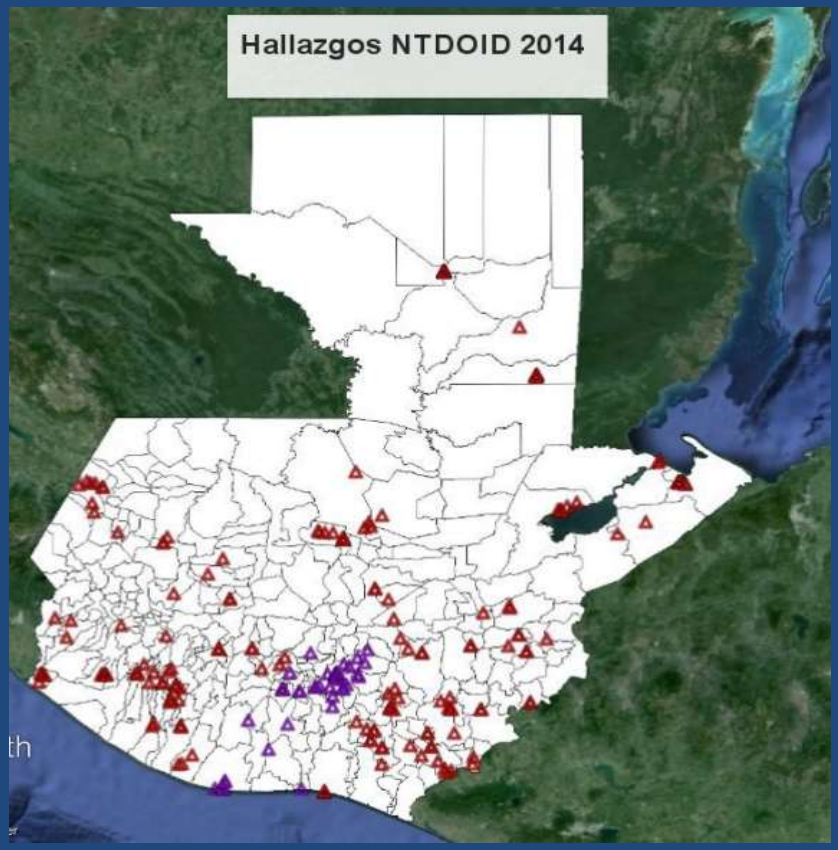
La tabla muestra los diferentes tipos de incumplimientos encontrados durante la fiscalización muestral y los hallazgos adicionales encontrados. Estos hallazgos han sido notificados a los Distribuidores para realizar las adecuaciones correspondientes.

4.2.1 Seguimiento Plan de Mejora 2015– EEGSA, DEOCSA y DEORSA

En el año 2015, se solicitó a los Distribuidores la corrección de 231 incumplimientos a las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución. Se presentan las ubicaciones de los incumplimientos y los resultados finales del plan.

La imagen muestra en forma geográfica la ubicación de los Hallazgos NTDOID que formaron parte del plan 2015 de EEGSA, DEORSA y DEOCSA.

Ilustración 10. Mapa de ubicación de los 231 incumplimientos NTDOID del año 2014.



5 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.

5.1 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 15. Acumulado de actividades de mantenimiento realizado por los transportistas.

		ETCEE	TRELEC	EPR	TREO	DEGT	TRANSNOVA	RECSA	TRECSA
Líneas	Poda	385.5	21.67	42.09	40.65	-	23.98	0.72	148.58
	Inspección	8,751	384	283	984	4	31	72	987
	Mtto	8,484	355	113	1,205	-	3	134	15
	Medición	9,252	5	422	246	-	-	155	3
Subesta-ciones	Inspección	5,962	3,352	2,566	7,022	254	3	1,010	6,679
	Mtto	1,064	5,364	14	471	-	35	152	9
	Medición	972	1,303	80	359	-	42	59	2
Proteccio-nes	Inspección	1,500	95	992	2,048	375	12	30	3,236
	Mtto	1,074	17	-	336	-	50	15	7
	Medición	1,445	152	305	537	-	-	6	24

Dimensionales:

Poda (km), Inspección (km), Mantenimiento (unidades) y Medición (unidades)

Tabla 16. Acumulado de actividades indirectas o de bajo nivel, realizadas por los transportistas

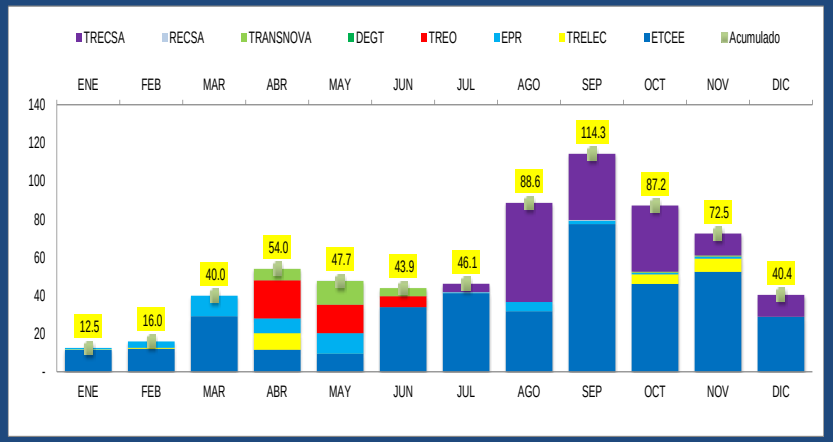
	Actividades de mantenimiento indirectas en Líneas	Actividades de mantenimiento indirectas en Subestaciones	Actividades de mantenimiento indirectas en protecciones
ETCEE	562	97	441
TRELEC	11	193	4
EPR	2	0	75
TREO	4	1228	48
DEGT	0	0	119
TRANSNOVA	0	7	0
RECSA	197	109	10
TRECSA	19	1020	165

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.

5.1.1 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.

Gráfica 43. **Poda y tala realizada por transportistas mostrada trimestralmente, en km.**



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

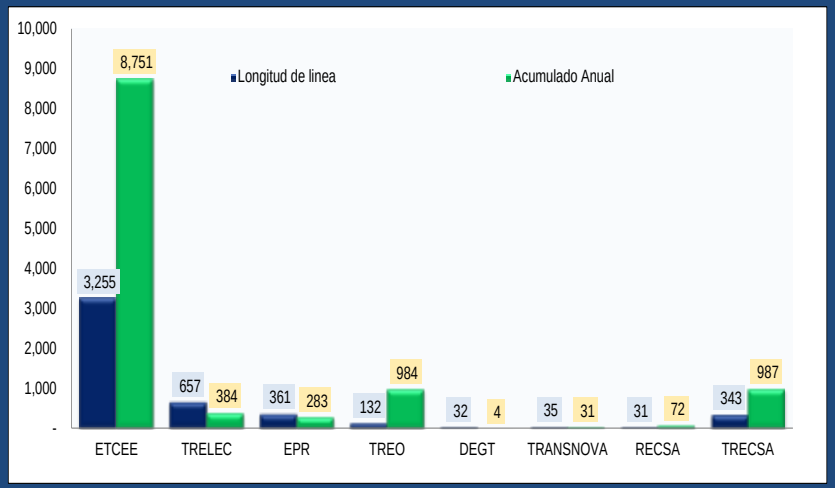
Mes	ETCEE	TRELEC	EPR	TREO	DEGT	TRANSNOVA	RECSA	TRECSA
1	11.5	0.3	0.8	-	-	-	-	-
2	12.1	0.5	3.3	-	-	-	-	-
3	29.2	-	10.8	-	-	-	-	-
4	11.6	8.7	7.7	20	-	6	-	-
5	9.5	0	10.8	14.9	-	12.4	0.1	-
6	33.9	-	-	5.7	-	4.3	-	-
7	41.2	-	0.5	-	-	-	0.1	4.3
8	31.8	-	4.8	-	-	-	0	51.9
9	77.4	-	1.7	-	-	-	0.5	34.7
10	46.1	5.1	0.7	-	-	0.6	-	34.7
11	52.4	7	1	-	-	0.6	-	11.5
12	28.8	-	-	-	-	-	0.1	11.5
Anual	385.5	21.7	42.1	40.7	-	24	0.7	148.6

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

Tabla 18. Control de actividades de inspección de línea en kilómetros.

Mes	ETCEE	TRELEC	EPR	TREO	DEGT	TRANSNOVA	RECSA	TRECSA	Acumulado
1	770.6	41.72	29.91	99.8	-	-	-	127	**1,069**
2	387.2	77.18	33.33	100.1	-	-	-	127	**725**
3	776.2	22.48	20.08	90.5	-	-	-	127	**1,036**
4	736.5	40.01	20.94	81.2	-	-	-	127	**1,006**
5	536.5	-	38.46	109.1	-	-	11	123.3	**818**
6	720	17.46	31.62	92.79	1.36	-	0.11	-	**863**
7	799.6	2.64	32.47	64.8	1.36	8	35.16	49.75	**994**
8	847.22	106.91	16.24	57.49	-	10.65	16.79	44.06	**1,099**
9	975.5	-	12.39	76.44	-	4.1	3.52	65.91	**1,138**
10	1,052.06	75.76	31.19	78.17	1.36	5.75	-	65.91	**1,310**
11	727.8	-	16.24	73.4	-	1.4	4.99	77.17	**901**
12	421.8	-	-	60.51	-	1.45	-	53.05	**537**
Acumulado Anual	8,751	384	283	984	4	31	72	987	**11,496**
Longitud de línea	3,255	657	361	132	32	35	31	343	

Gráfica 44. Inspección de línea realizada por transportistas



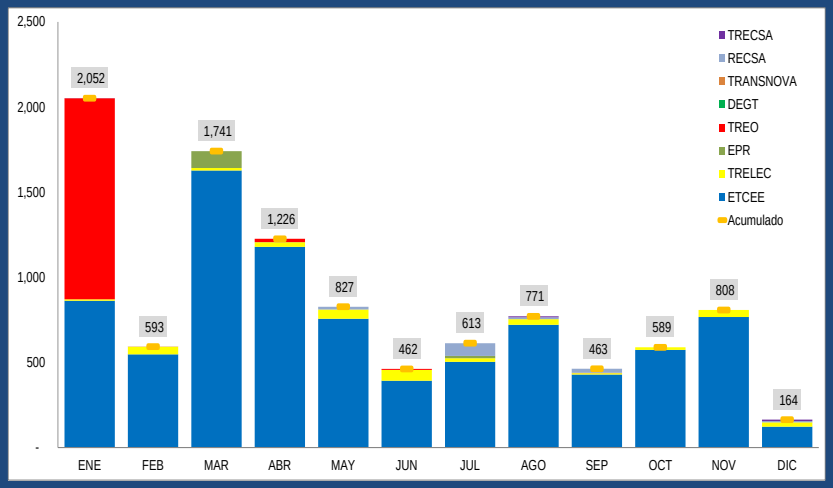
Adicional a las actividades de poda y tala de arbolado e inspección de línea, los transportistas reportaron actividades de mantenimiento a equipos que pertenecen a las líneas de transmisión, según el siguiente detalle mensual.

Tabla 19. Mantenimiento a equipos de líneas de transporte por mes, en unidades.

Mes	ETCEE	TRELEC	EPR	TREO	DEGT	TRANSNOVA	RECSA	TRECSA	Acumulado
1	862	9	-	1,180	-	-	-	1	**2,052**
2	548	44	-	-	-	1	-	-	**593**
3	1,627	15	99	-	-	-	-	-	**1,741**
4	1,179	27	1	19	-	-	-	-	**1,226**
5	757	54	-	-	-	-	16	-	**827**
6	393	63	-	6	-	-	-	-	**462**
7	504	21	13	-	-	-	75	-	**613**
8	721	33	-	-	-	-	11	6	**771**
9	429	8	-	-	-	2	24	-	**463**
10	574	15	-	-	-	-	-	-	**589**
11	767	41	-	-	-	-	-	-	**808**
12	123	25	-	-	-	-	8	8	**164**
Acumulado Anual	8,484	355	113	1,205	-	3	134	15	**10,309**

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 45. 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 a líneas de transmisión.

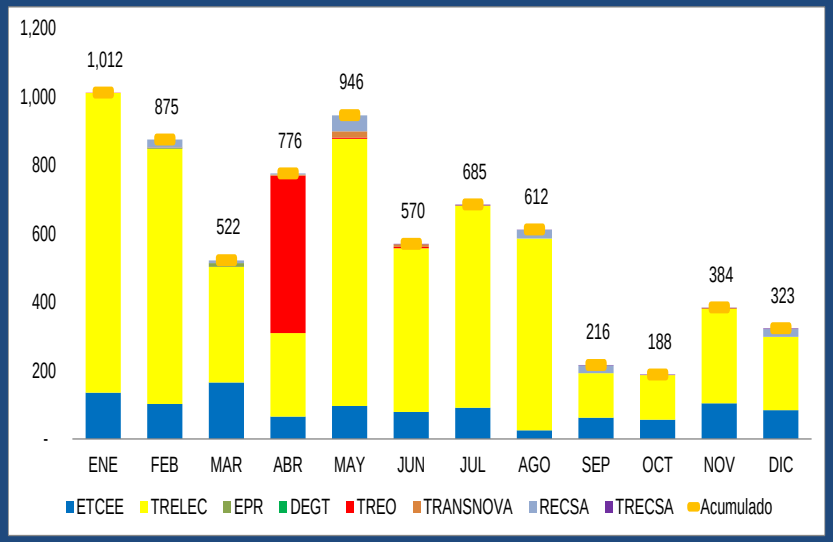
5.2 Mantenimientos Subestaciones de Transporte

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

Tabla 20. Mantenimiento mensual a equipos de subestaciones de transporte

Mes	ETCEE	TRELEC	EPR	DEGT	TREO	TRANSNOVA	RECSA	TRECSA	Acumulado
1	135	876	-	-	1	-	-	-	**1,012**
2	102	746	3	-	1	-	23	-	**875**
3	165	338	11	-	-	-	8	-	**522**
4	65	244	-	-	461	3	3	-	**776**
5	96	781	-	-	4	18	47	-	**946**
6	79	478	-	-	4	8	-	1	**570**
7	91	590	-	-	-	2	-	2	**685**
8	25	561	-	-	-	-	25	1	**612**
9	62	130	-	-	-	-	23	1	**216**
10	56	130	-	-	-	1	-	1	**188**
11	104	276	-	-	-	3	-	1	**384**
12	84	214	-	-	-	-	23	2	**323**
Acumulado Anual	1,064	5,364	14	-	471	35	152	9	**7,109**

Gráfica 46. 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.

5.3 Mantenimiento a Protecciones, Sistema de Transporte.

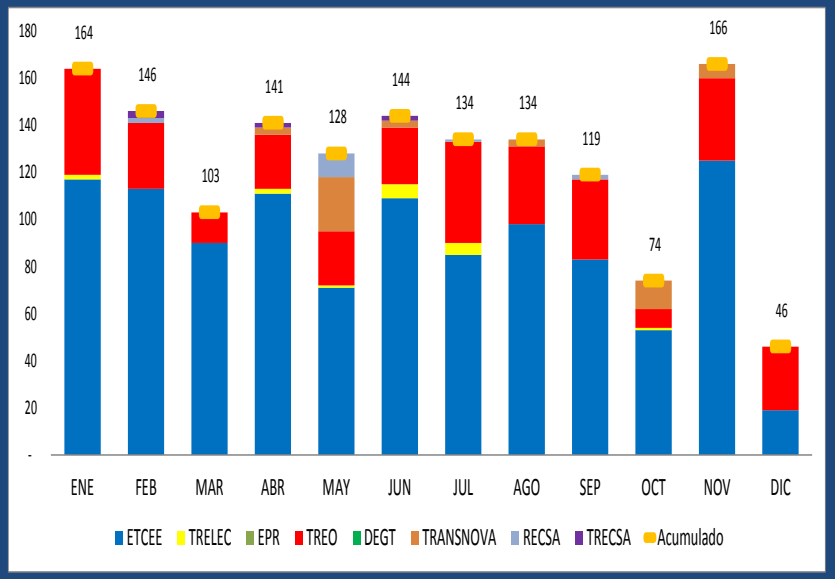
Se muestra el detalle de actividades de mantenimientos reportados por los Transportistas en los Sistemas de Protección.

Tabla 21. Mantenimiento a protecciones de transporte por mes

Mes	ETCEE	TRELEC	EPR	TREO	DEGT	TRANSNOVA	RECSA	TRECSA	Acumulado
1	117	2	-	45	-	-	-	-	**164**
2	113	-	-	28	-	-	2	3	**146**
3	90	-	-	13	-	-	-	-	**103**
4	111	2	-	23	-	3	-	2	**141**
5	71	1	-	23	-	23	10	-	**128**
6	109	6	-	24	-	3	-	2	**144**
7	85	5	-	43	-	-	1	-	**134**
8	98	-	-	33	-	3	-	-	**134**
9	83	-	-	34	-	-	2	-	**119**
10	53	1	-	8	-	12	-	-	**74**
11	125	-	-	35	-	6	-	-	**166**
12	19	-	-	27	-	-	-	-	**46**
Acumulado Anual	1,074	17	-	336	-	50	15	7	**1,499**

La tabla anterior se muestra en forma gráfica a continuación:

Gráfica 47. 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.

5.4 Monitoreo de eventos en el sistema de transporte

Entre los temas del presente se monitorea el esquema de desconexión automática de carga por baja frecuencia –EDACBF-, del cual presentamos el resumen.

Tabla 22. Cargas relacionadas con el EDACBF.

AGENTE	ETAPA	Carga típica desconectada en demanda (MW)			Demandas registradas por región		
		Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
EEGSA/TRELEC	1	45.6	32.4	19.2	567	485	342
EEGSA/TRELEC	2	27.9	19.4	10.9			
EEGSA/TRELEC	3	104.9	75.4	47.7			
EEGSA/TRELEC	4	85.8	60.9	36			
EEGSA/TRELEC	5	36.3	26.2	16.1			
DEOCSA	1	15.9	9.5	6.4	387	248	204
DEOCSA	2	48.3	29.4	21.5			
DEOCSA	3	46.7	28.3	20.1			
DEOCSA	4	17.7	10	7.1			
DEOCSA	5	17.1	9.8	6.5			
EEMQ/ ETCEE-OCC	1	42.8	28.8	20.4			
EEMQ/ ETCEE-OCC	2	0	0	0			
EEMQ/ ETCEE-OCC	3	16.8	11.8	8.4			
EEMQ/ ETCEE-OCC	4	0	0	0			

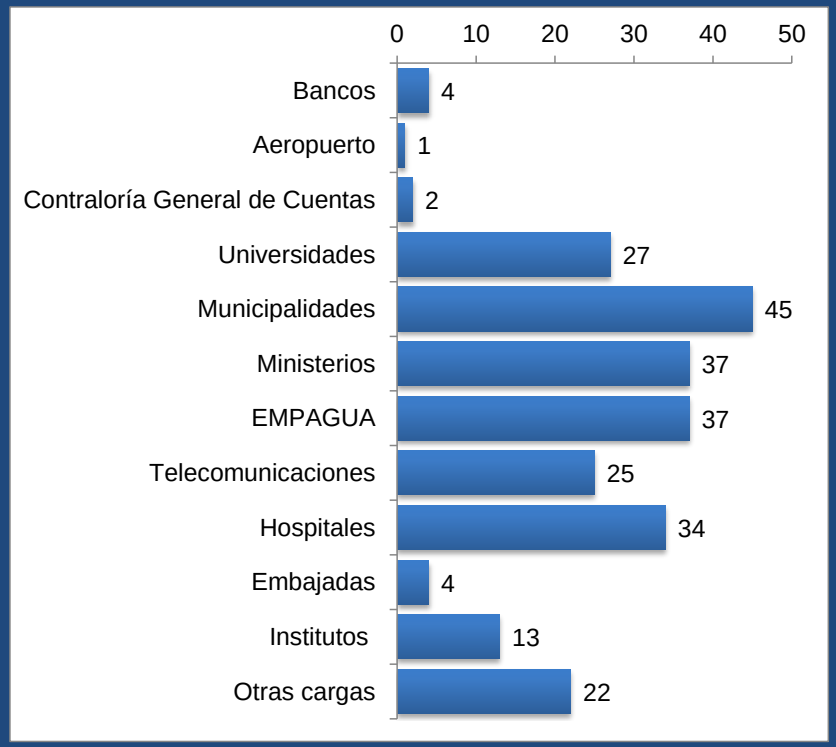
AGENTE	ETAPA	Carga típica desconectada en demanda (MW)			Demandas registradas por región		
		Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
DEORSA	1	10.4	7.4	5.5	275	204	177
DEORSA	2	9.6	6.9	5			
DEORSA	3	33.7	21.2	14			
DEORSA	4	30.5	20.2	14			
DEORSA	5	9.2	6.3	4.8			
EEMQ/ ETCEE-ORI	1	8.9	7.9	5.4			
EEMQ/ ETCEE-ORI	2	3.2	3	2.7			
EEMQ/ ETCEE-ORI	3	13.5	11.8	10.7			
EEMQ/ ETCEE-ORI	4	8.1	7.5	6.1			
Grandes usuarios	3	84.6	81.79	76.51	148	144	138

* Los Grandes Usuarios están sujetos en algunos casos a la desconexión que realicen los Distribuidores, ya que estos son los encargados de incluirlos en los EDACBF.

5.5 Cargas esenciales incluidas en el EDACBF

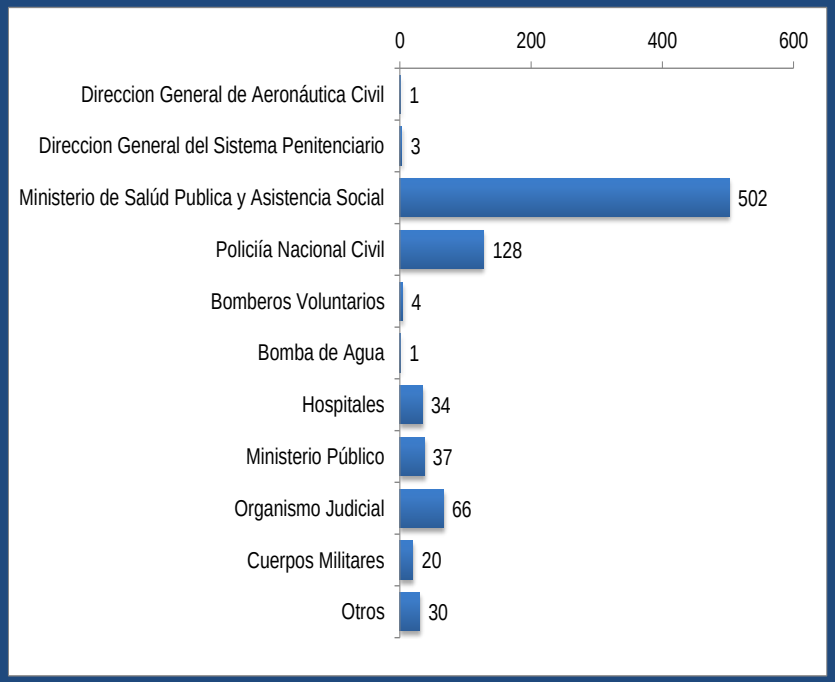
Los distribuidores presentan información de Cargas Esenciales (Hospitales, comisarías, cuarteles de bomberos, estaciones de radio, torres de control de aeropuertos, otras instalaciones de seguridad pública), las cuales son las últimas a desconectar. **EEGSA:** tiene 178 circuitos, en los cuales existen 251 cargas esenciales.

Gráfica 48. Cargas esenciales de EEGSA.



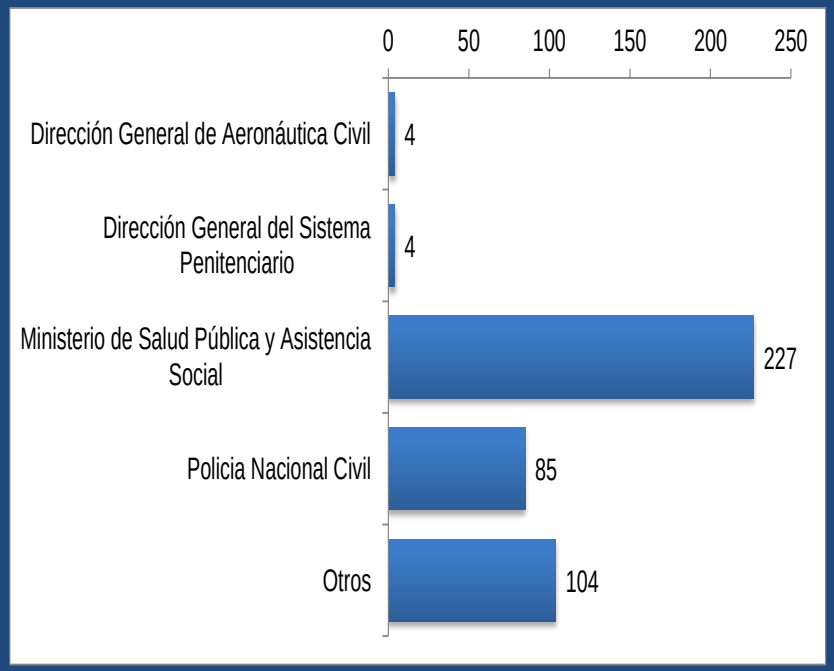
DEOCSA: tiene 134 circuitos a los cuales están conectadas 826 cargas esenciales.

Gráfica 49. Cargas Esenciales DEOCSA.



DEORSA: en 45 de 126 circuitos de éste Distribuidor, están conectadas 165 cargas esenciales las cuales se desconectan cuando actúa el esquema EDACBF.

Gráfica 50. Cargas Esenciales DEORSA.



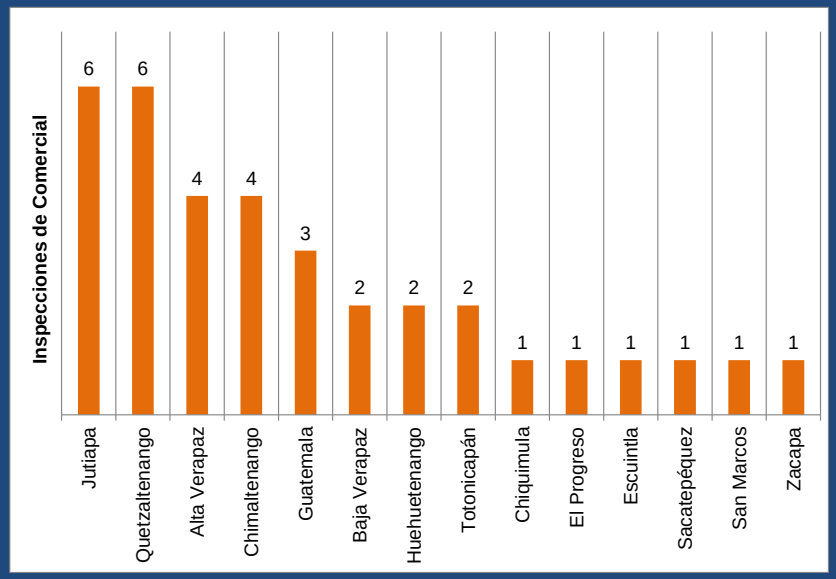
6 Estadísticas de fiscalización

Durante el año 2015, La Gerencia de Regulación de Calidad realiza diversas actividades en campo, con el propósito de verificar el cumplimiento normativo. El resultado de las fiscalizaciones que realiza la Comisión en sitio, permite establecer la calidad de servicio y atención que reciben los usuarios en cada una de las regiones que le corresponde a los diferentes Distribuidores de energía eléctrica, las actividades realizadas son las siguientes: rutas del lectura, supervisión de agencias comerciales, inspecciones, visitas del Infokiosco, supervisión de la sustitución de medidores e interrupciones del servicio.

6.1 Fiscalizaciones de Calidad Comercial

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con el propósito de gestionar las denuncias de los usuarios de una mejor forma y con fundamentos técnicos apropiados, efectúa a través de fiscalizadores de campo inspecciones en las residencias de los usuarios que presentaron denuncias, esto permite que los dictámenes y resoluciones de la Comisión tengan el sustento apropiado para cada caso en particular.

Gráfica 51. Inspecciones de calidad comercial por departamento



Durante el año 2015, los fiscalizadores del Departamento de Calidad Comercial, realizaron un total de 35 inspecciones en 14 municipios del país, cabe mencionar que esta actividad depende del flujo de denuncias

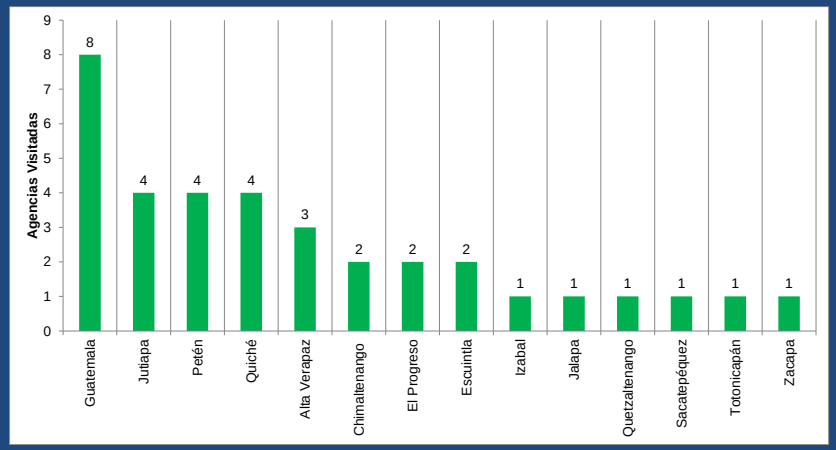
nuevas recibidas en la Oficina de Atención al Usuario de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

6.2 Supervisión de oficinas comerciales

La Comisión supervisa la atención que brindan los Distribuidores en las oficinas comerciales reciben, verificando que le provean a los usuarios una atención que cumpla con lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y las Normas aprobadas por la CNEE. Durante el año 2015 se visitaron 35 agencias de los Distribuidores en 14 municipios del país.

En la gráfica se observa que durante el año 2015 se visitaron 35 agencias de los Distribuidores, supervisando en cada una de ellas la calidad de la atención que se le proporciona a los usuarios en las gestiones que realizan, cabe mencionar que los lugares elegidos surgieron del plan de mejora que la Comisión le requirió a los Distribuidores del país, siendo 14 municipios los visitados, derivado de la actividad surgen procesos de investigación y sancionatorios.

Gráfica 52. Agencias comerciales supervisadas por departamento



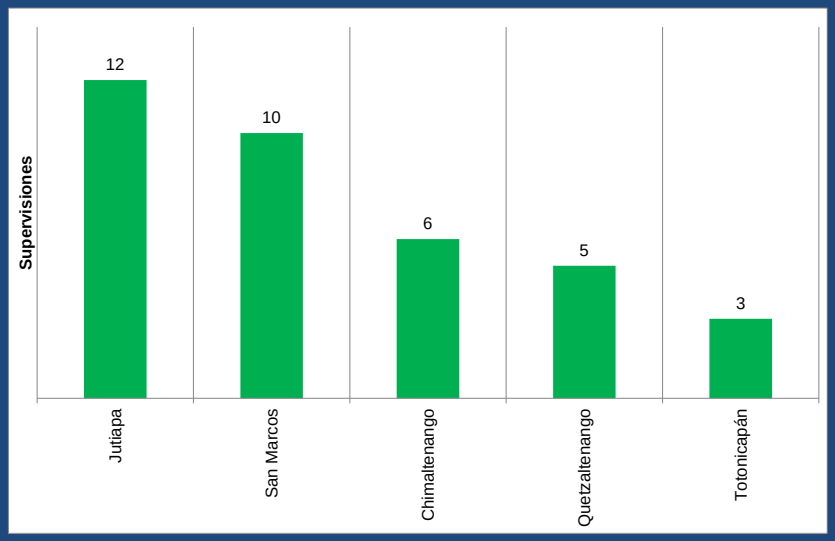
6.3 Supervisión de la verificación de medidores

DEOCSA y DEORSA continuaron en el año 2015 con el plan de substitución de medidores, el cual consiste en el reemplazo 105,000 medidores durante 5 años. La Comisión supervisa la actividad en los diferentes departamentos del área de cobertura de Energuate.

La sustitución se realiza para que los medidores de energía eléctrica que utilizan los Distribuidores cumplan

con los niveles de exactitud que establecen las NTSD y normas internacionales.

Gráfica 53: Supervisiones de la sustitución de medidores por departamento

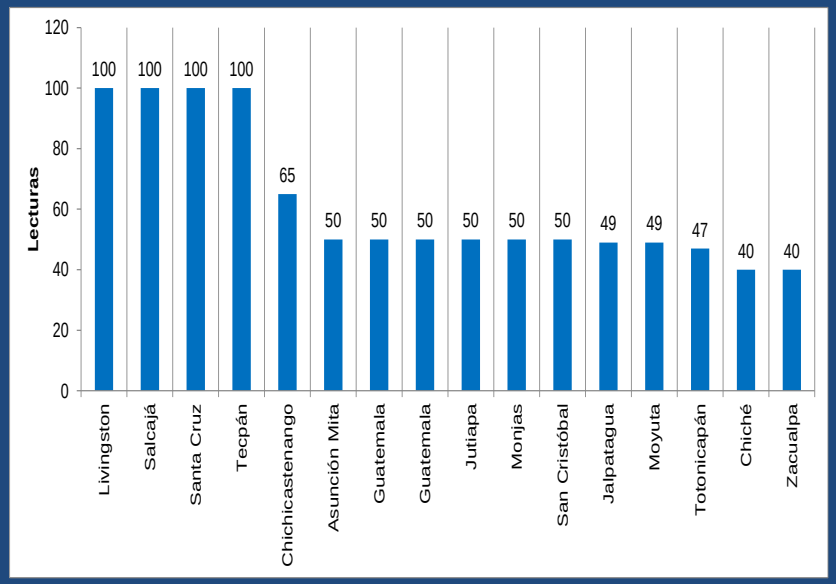


La actividad se realizó en el departamento de Jutiapa del área de cobertura de DEORSA en 12 oportunidades y San Marcos 10 veces, Chimaltenango 6 ocasiones, Quetzaltenango en 5 oportunidades y Totonicapán 3 actividades, estas del área de cobertura de DEOCSA. En total suman 36 actividades.

6.4 Supervisión del ciclo de facturación

La actividad de verificación de las rutas de lectura se realiza para determinar que el consumo facturado a los usuarios sea efectuado con base a lecturas reales y no producto de una estimación del consumo. Se hicieron 990 validaciones de la correcta aplicación de cargos en la factura.

Gráfica 54. Verificaciones de rutas de lectura por departamento

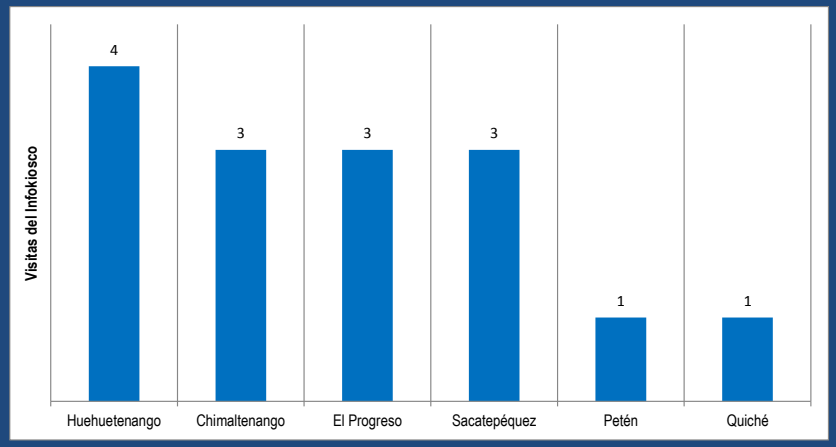


La gráfica muestra los departamentos en los cuales se realizaron las actividades de verificación de la facturación de los usuarios a través de rutas de lectura, siendo los municipios de Livingston, Salcajá, Santa Cruz del Quiché y Tecpán donde se realizó la mayor cantidad de verificaciones, efectuando 100 en cada. El resultado de las fiscalizaciones que realiza la Comisión se ve reflejado en la correcta aplicación de los cargos en facturación.

6.5 Kiosco informativo

En el año 2015 la actividad del infokiosco se realizó a petición de comunidades donde existía algún tipo de problemática relacionada con el servicio de energía eléctrica, brindando apoyo a los líderes comunitarios en la solución a temas de reclamos, denuncias, alumbrado público, facturación errónea, cobros no autorizados entre otros. También se informa a los usuarios los derechos y obligaciones que tienen al momento de firmar un contrato con los Distribuidores de energía eléctrica del país.

Gráfica 55. Visitas del infokiosco por departamento



En el departamento de Huehuetenango se visitaron los municipios de Colotenango, Huehuetenango, San Rafael Petzal y San Sebastián; en el departamento de Chimaltenango se visitaron los municipios de Comalapa, Pochuta y Zaragoza; En El Progreso los municipios de El Jícaro, Sansare y San Antonio la Paz; En Sacatepéquez se visitó los municipios de Ciudad Viaja, Pastores y Santiago Sacatepéquez, además la actividad se desarrolló en San José, Petén y Playa Grande, Ixcán.

6.6 Actividades de la oficina de atención al usuario

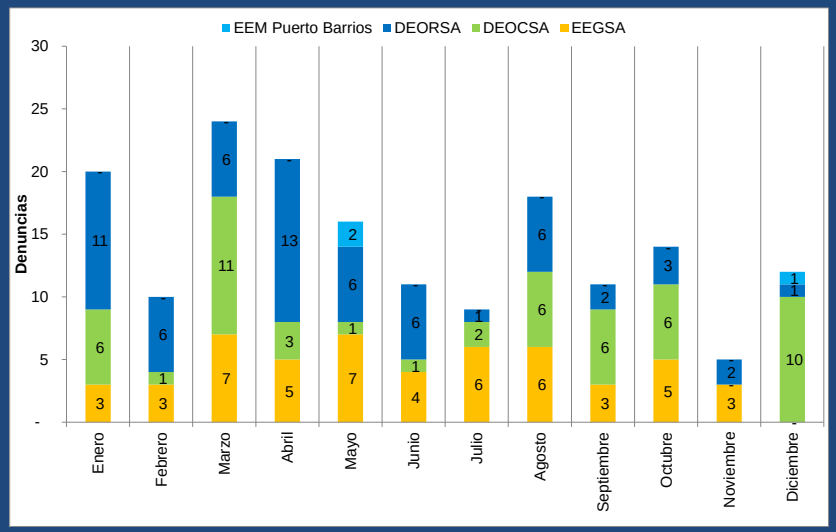
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumpliendo con lo ordenado en la Ley General de electricidad en relación a proteger los derechos de los usuarios y considerando que la satisfacción es un reflejo importante de la labor de la CNEE. Por esta razón, pone a disposición de los usuarios la Oficina de Atención al Usuario, mediante la cual los visitantes disponen de la oportunidad de transmitir sus inquietudes, sugerencias o reclamos relacionados con la prestación del servicio eléctrico.

Además, ofrece mecanismos virtuales tales como correo electrónico, pagina Web y atención de llamadas, donde los usuarios pueden realizar las gestiones necesarias vía remota. A continuación se muestran algunos resultados de las gestiones que realiza la Oficina de Atención al Usuario de la CNEE.

6.6.1 Gestión de Denuncias de los Usuarios

Las Normas para la Atención de Reclamos y Quejas de los Usuarios del Servicio de Distribución Final de Energía Eléctrica, Artículo 11 nonies, citan lo siguiente: *"En caso de no ser atendido el reclamo o queja y de persistir la inconformidad, el usuario podrá acudir ante la Comisión para la presentación de la denuncia respectiva, de conformidad con el Reglamento de la Ley General de Electricidad".*

Gráfica 56. Gestión de denuncias en CNEE



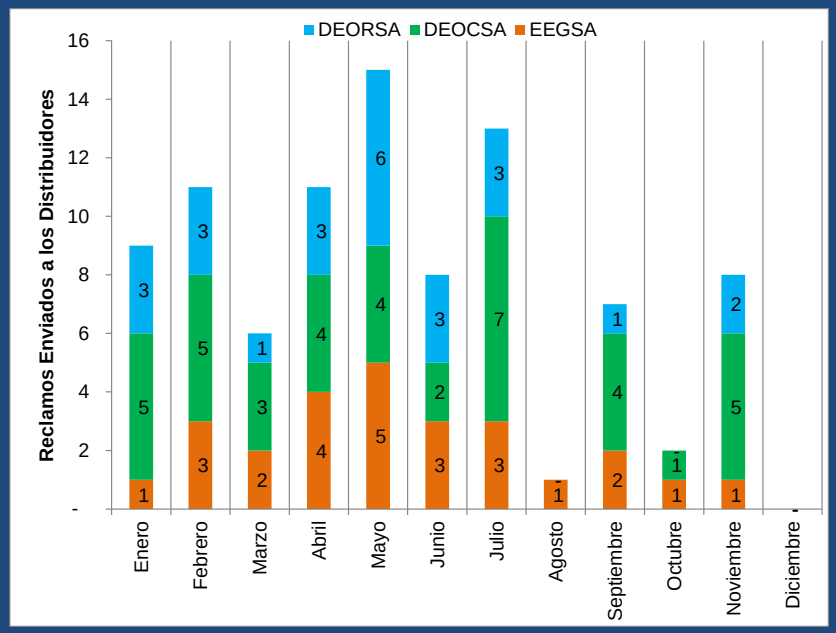
En la gráfica se observa que fueron gestionadas en la Oficina de Atención al Usuario 171 denuncias por

inconformidades con el servicio de energía eléctrica, siendo 63 del área de cobertura de DEORSA, 53 del área de DEOCSA, 52 del área de EEGSA y 3 de la Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios.

6.6.2 Reclamos enviados a los Distribuidores

Para facilitar la gestión de reclamos de los usuarios la Comisión a través de la Resolución CNEE-121-2013, aprobó un procedimiento para trasladar al Distribuidor los reclamos de los usuarios por medio del correo electrónico y la Oficina de Atención al Usuario, remite al Distribuidor los reclamos recibidos en la CNEE y les da seguimiento para que sean resueltos en el plazo establecido en las Normas para la Atención de Reclamos y Quejas de los Usuarios del Servicio de Distribución Final de Energía Eléctrica.

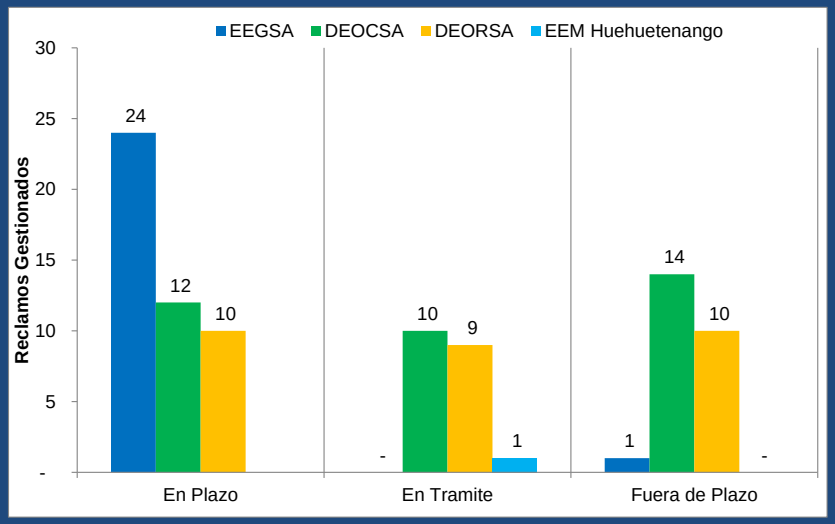
Gráfica 57. Reclamos enviados a los Distribuidores



Durante el año 2015 fueron enviados a través de la Oficina de Atención al Usuario, 91 reclamos vía correo electrónico, siendo 25 del área de DEORSA, 40 del área de cobertura de DEOCSA y 26 del área de EEGSA. La CNEE le da seguimiento a este tipo de reclamos a través de los procesos de fiscalización que se realizan mensual y semestralmente. En el mes de mayo se recibió la

mayor cantidad de reclamos a través del correo electrónico.

Gráfica 58. Estatus de los reclamos enviados a los Distribuidores



Del total de reclamos remitidos al Distribuidor fueron gestionados 46 en el plazo establecido, están en trámite 20 reclamos y fueron resueltos fuera del plazo 25 reclamos. También se observa que EEGSA resolvió la mayor cantidad de inconformidades en plazo con 24, seguido de DEOCSA con 12 y DEORSA con 10 gestionadas en el plazo de 7 días máximo.

6.7 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.

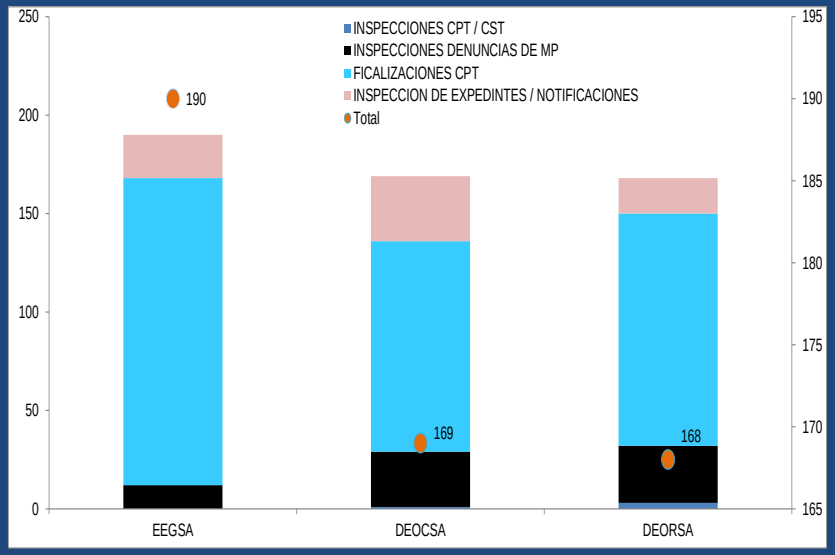
En total, se efectuaron 527 visitas de campo relacionadas con la fiscalización de cumplimiento a los Parámetros de Calidad del Producto Técnico y Servicio Técnico.

Tabla 23. Fiscalización de Calidad del Producto y Servicio Técnico

	EEGSA	DEOCSA	DEORSA	Total
Inspecciones CPT / CST	0	1	3	4
Inspecciones denuncias de MP	12	28	29	69
Fiscalizaciones CPT	156	107	118	381
Inspección de expedientes / notificaciones	22	33	18	73
Total	190	169	168	527

Para cada visita se realizaron varias actividades. Las actividades efectuadas se reportan por medición, dichas actividades se presenta a continuación:

Gráfica 59. Desglose Actividades Producto Técnico y Servicio

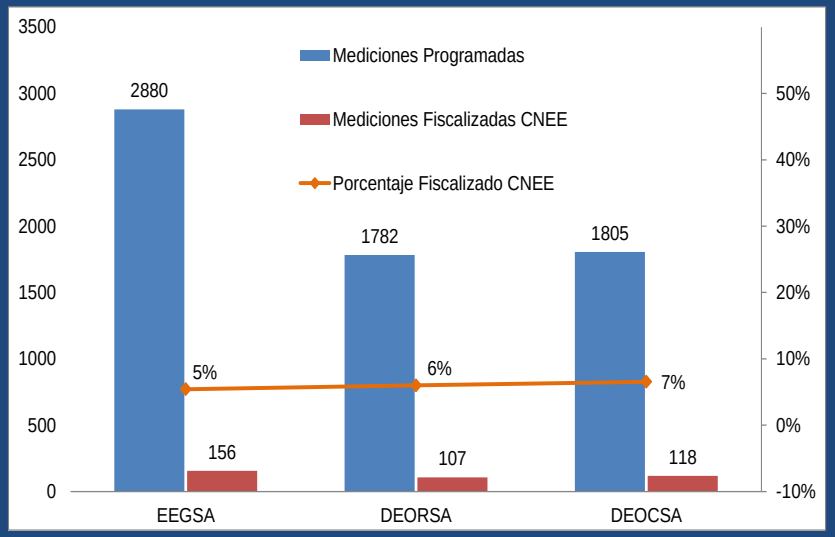


Puede observarse la cobertura por Distribuidor de las actividades regulatorias, las cuales se realizan de forma diferenciada y según las características de servicio, redes, usuarios, acceso de los usuarios a la información regulatoria, etc.

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 381 puntos de medición, visitando diferentes municipios de la República de Guatemala, realizando la supervisión de las mediciones que efectúan EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

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 60. 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.

Ilustración 11. Actividad de fiscalización

Ilustración 12. Supervisión y Retiro Equipo

6.7.1 Verificación de Instalaciones de Distribución

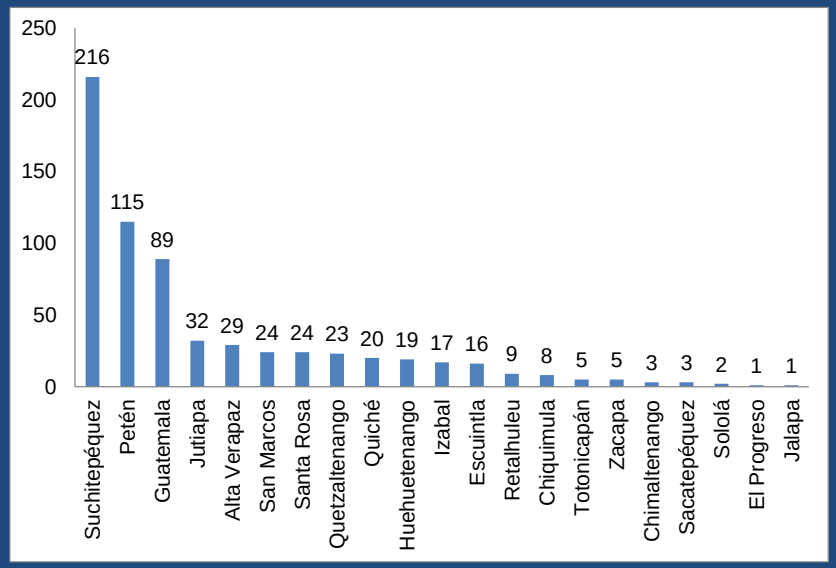
Con el propósito de incentivar la calidad del Servicio Técnico que los Distribuidores brindan a sus instalaciones, la Comisión efectuó diferentes actividades en campo para verificar el estado de las líneas y los equipos de distribución, la fiscalización se realizó de forma muestral y aleatoria a las redes de distribución en cuanto al cumplimiento de la normativa de diseño e instalaciones, que establece entre las obligaciones relativas al mantenimiento de redes de Distribución, y circunstancias que atentan contra la seguridad de las personas y bienes.

Tabla 24. Actividades Fiscalización de Cumplimiento NTDOID.

Departamento	Tramos inspeccionados
Alta Verapaz	29
Chimaltenango	3
Chiquimula	8
El Progreso	1
Escuintla	16
Guatemala	89
Huehuetenango	19
Izabal	17
Jalapa	1
Jutiapa	32
Petén	115
Quetzaltenango	23
Quiché	20
Retalhuleu	9
Sacatepéquez	3
San Marcos	24
Santa Rosa	24
Sololá	2
Suchitepéquez	216
Totonicapán	5
Zacapa	5
Total	661

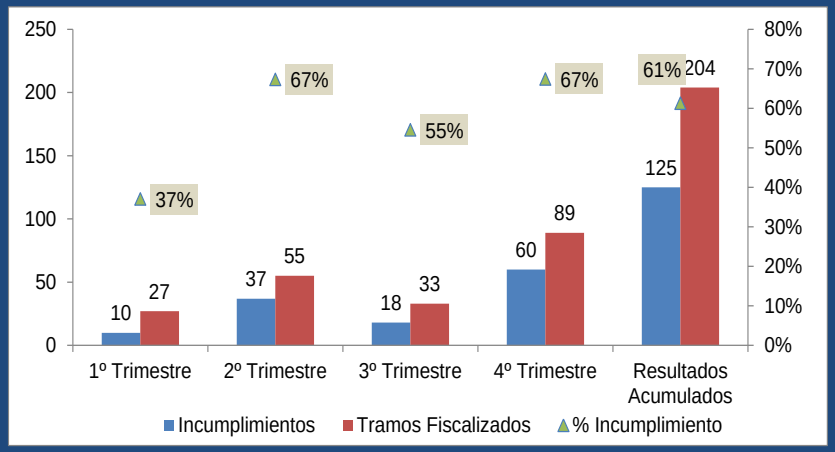
En total, se efectuaron 663 actividades relacionadas con verificación de cumplimiento a la normativa NTDOID. La desagregación geográfica de dichas actividades, se presenta a continuación.

Gráfica 61. 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.

Gráfica 62. Resultados de la Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución



La gráfica muestra la cantidad de tramos fiscalizados por trimestre para los tres Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA, y la cantidad con hallazgos de incumplimientos. En total se fiscalizaron 204 tramos Media/Baja Tensión durante el año; los hallazgos de incumplimientos normativos encontrados fueron 125, lo cual representa un 61 por ciento del total fiscalizado.

Ilustración 13. Resultados de la Fiscalización (Invasión vegetación) en redes de distribución de Media y Baja Tensión.

En las fotografías, puede observarse el tipo de incumplimientos encontrados. Se iniciaron los expedientes respectivos a efecto de que los incumplimientos sean corregidos. Los mismos afectan la calidad de energía eléctrica, que es evaluada mediante los indicadores de calidad semestrales que se establecen en la normativa. La transgresión a los mismos significa la

aplicación de indemnizaciones a los usuarios por las dichas transgresiones.

Gráfica 63. Tipo de Hallazgos, Incumplimientos NTDOID

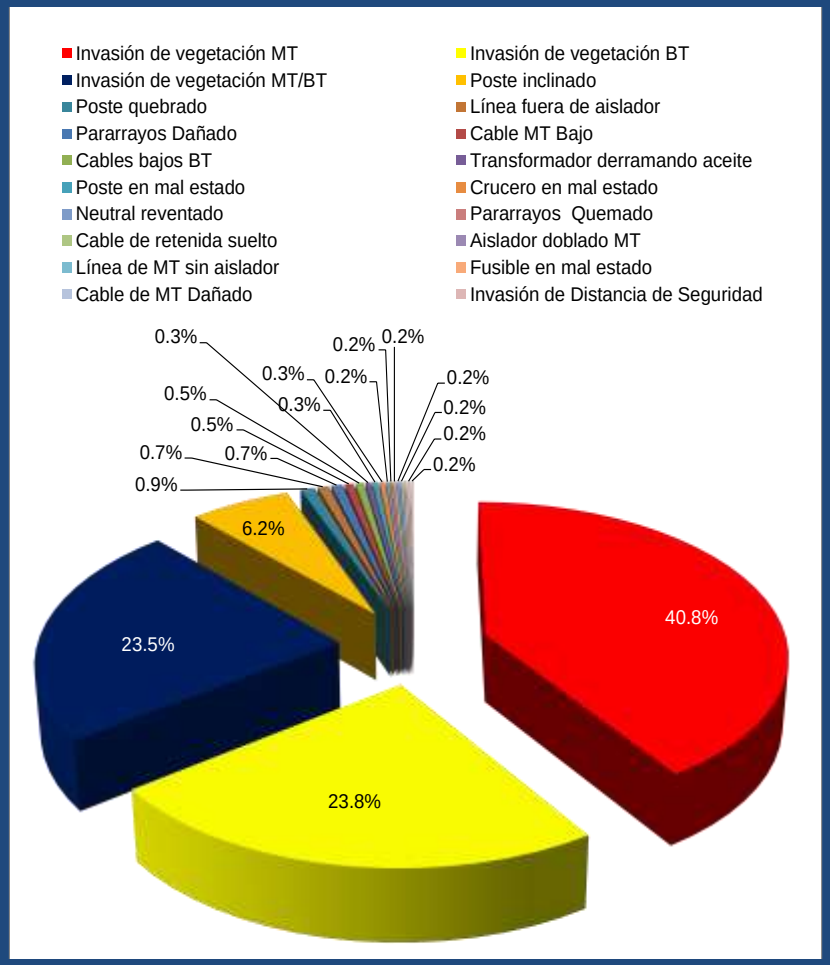
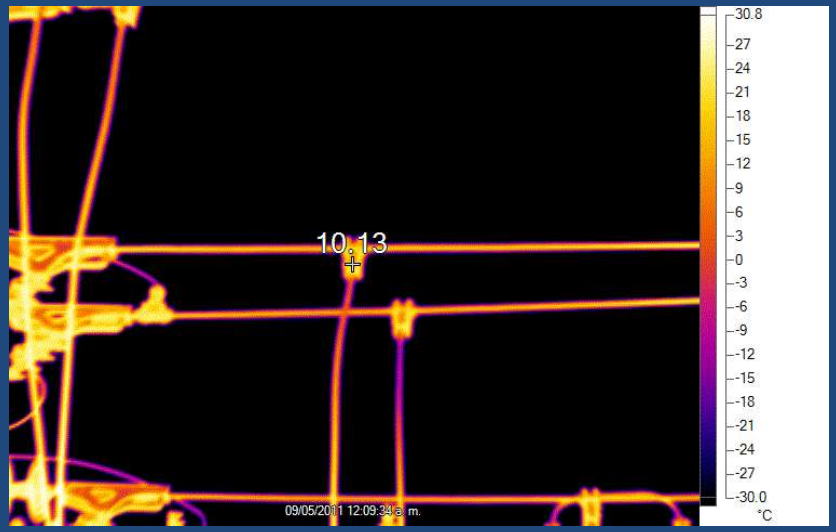


Tabla 25. De Incumplimientos NTDOID

Tipo de Incumplimientos	Peso de los hallazgos	Hallazgos 2014
Invasión de vegetación MT	40.8%	238
Invasión de vegetación BT	23.8%	139
Invasión de vegetación MT/BT	23.5%	137
Poste inclinado	6.2%	36
Poste quebrado	0.9%	5
Línea fuera de aislador	0.7%	4
Pararrayos Dañado	0.7%	4
Cable MT Bajo	0.5%	3
Cables bajos BT	0.5%	3
Transformador derramando aceite	0.3%	2
Poste en mal estado	0.3%	2
Crucero en mal estado	0.3%	2
Neutral reventado	0.2%	1
Pararrayos Quemado	0.2%	1
Cable de retenida suelto	0.2%	1
Aislador doblado MT	0.2%	1
Línea de MT sin aislador	0.2%	1
Fusible en mal estado	0.2%	1
Cable de MT Dañado	0.2%	1
Invasión de Distancia de Seguridad	0.2%	1

La gráfica muestra los tipos de incumplimientos encontrados en la muestra aleatoria y también los incumplimientos adicionales encontrados, que en total suman 583. Aproximadamente 514, el 88% de los incumplimientos se relacionan con falta de poda o control de vegetación.

La CNEE efectúa las actividades de seguimiento para mejorar el cumplimiento normativo de los Distribuidores, requiriendo un plan de mejora en el presente año para los incumplimientos del año anterior, y una mejora en los planes de mantenimiento de los Distribuidores.



7 Multas de indemnizaciones

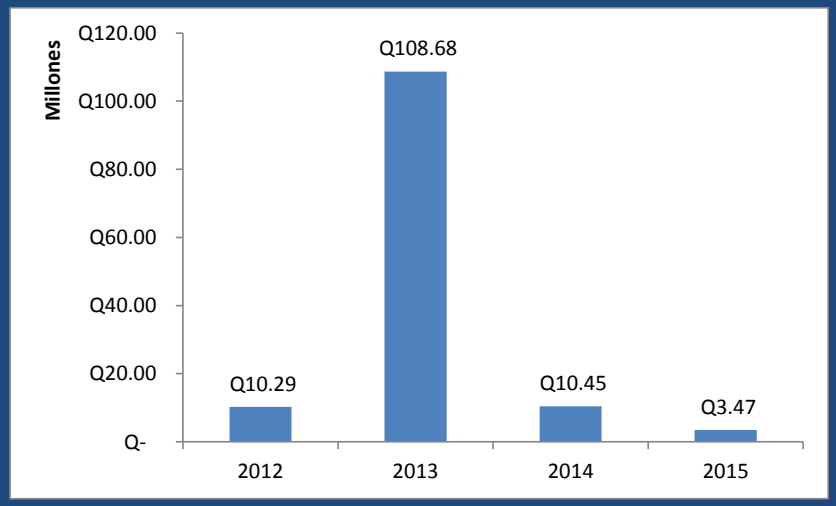
Con relación al mandato que la Ley General de Electricidad en su artículo 4 literal indica: "…a) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores…", la Comisión efectúa las fiscalizaciones correspondientes y algunas se resuelven 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 grafica se muestra el histórico actualizado de las indemnizaciones por año de resolución, el cuál considera expedientes que se encuentran en diversos recursos legales, los cuáles están sujetos a la resolución de los mismos.

Gráfica 64. Histórico de indemnizaciones en millones de quetzales por año de notificación



8 Estadísticas de transporte y distribución

8.1 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.

En 2014 inició operaciones y envío de información regulatoria, el Agente "Transportadora de Energía de Centroamérica S.A. (TRECSA)".

Tabla 26. Líneas de transmisión

	Tensión en kV	Longitud de líneas en Km
ETCEE	69	2,226.05
	138	399.07
	230	761.30
	400	71.15
TRELEC	69	564.28
	230	61.00
RECSA	69	31.48
DEGT	230	32.00
TREO	230	131.80
TRANSNOVA	230	32.00
EPR	230	361.47
TRECSA	69	8.84
	230	696.10
	Total	5,376.54

ETCEE representa el 64.3% del total de kilómetros de líneas de transporte del SNI, su sistema de transporte es el que posee mayor cobertura en la República de Guatemala.

TRELEC representa el 11.6% del total de kilómetros de líneas de transmisión del SNI, su sistema de transporte abastece la región metropolitana y la región central en la República de Guatemala.

EPR tiene el 6.7% de las líneas de transporte. TREO representa el 2.5% del total de kilómetros de líneas de transmisión del SNI, su sistema de transporte cuenta con una sola línea de transmisión la cual suministra energía en la región V.

RECSA, DEGT y Transnova tienen un 0.6% cada uno del total de kilómetros de líneas de transmisión del SNI.

TRECSA tiene un 13.1% y TREO un 2.5% de la longitud de las líneas de transmisión.

Tabla 27. Transformadores

	Tensión Primaria en Kv	Cantidad de Transformadores	Capacidad de Transporte Máxima en MVA
DEGT	7.97	1	2
	132.79	5	765
ETCEE	34.5	1	1.5
	69	63	1032
	138	14	643
	230	16	2405
	400	1	225
RECSA	69	7	89
TRECSA	230	3	450
TRELEC	66	4	70
	67.65	49	914.5
	69	4	56
	69.3	4	70
	Total	172	6,723.00

Tabla 28. Equipo de compensación

	Cantidad de bancos de Compensación	Tensión	Cantidad MVAR
DEGT	0		0
ETCEE	53	13.8	147.08
	28	34.5	42.21
	22	69	201.9
	1	400	50
RECSA	0		0
TRANSNOVA	0		0
TREO	0		0
TRELEC	0		0
EPR	1	13.8	22.5
TRECSA	2	230	60
Total	107		523.69

8.2 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.

8.2.1 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

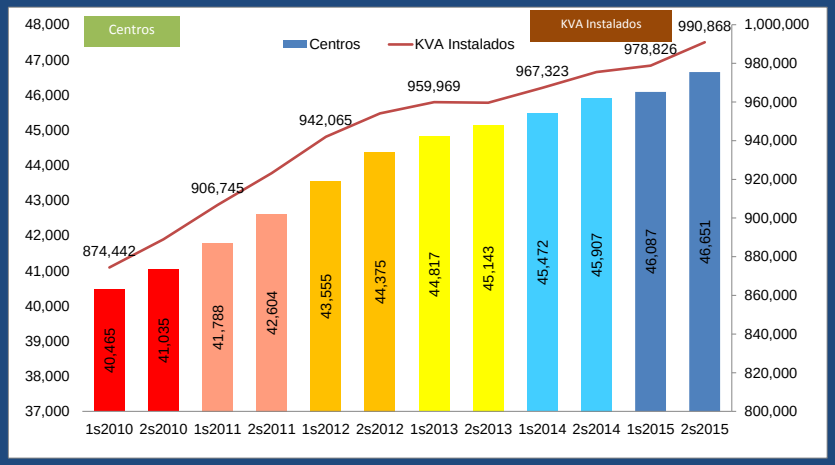
Tabla 29. Cantidad de Usuarios a diciembre de 2015

	Distribuidor de electricidad	Usuarios
1	EEGSA	1,146,098
2	DEOCSA	1,004,196
3	DEORSA	627,809
	Total	2,778,103

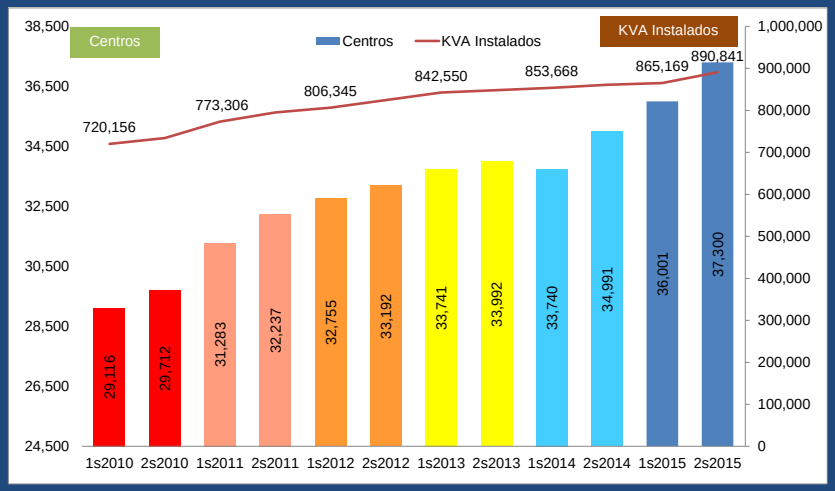
Tabla 30. Capacidad instalada en las redes de distribución de los tres principales Distribuidores

	DEOCSA		DEORSA		EEGSA	
Semestre	1-2015	2-2015	1-2015	2-2015	1-2015	2-2015
Centros	46,087	46,651	36,001	37,300	53,382	53,382
Urbanos	9,600	9,752	8,312	8,499	23,109	23,109
Rurales	36,487	36,899	27,689	28,801	30,273	30,273
KVA instalados	978,825.5	990,867.5	865,168.5	890,840.5	2,883,252.0	2,883,312.0
Urbanos	247,729.5	289,221.0	254,383.5	259,193.5	1,617,377.0	1,617,437.0
Rurales	730,936.0	701,646.5	610,785.0	631,647.0	1,265,875.0	1,265,875.0
Transformadores	49,422	49,963	39,256	40,522	69,282	69,282
Urbanos	11,036	11,159	9,612	9,769	33,458	33,458
Rurales	38,386	38,804	29,644	30,753	35,824	35,824
Subestaciones	38	38	43	43	59	59
Circuitos	134	134	126	126	178	178
kVA/Usuario	**0.98**	**0.99**	**1.40**	**1.42**	**2.57**	**2.52**

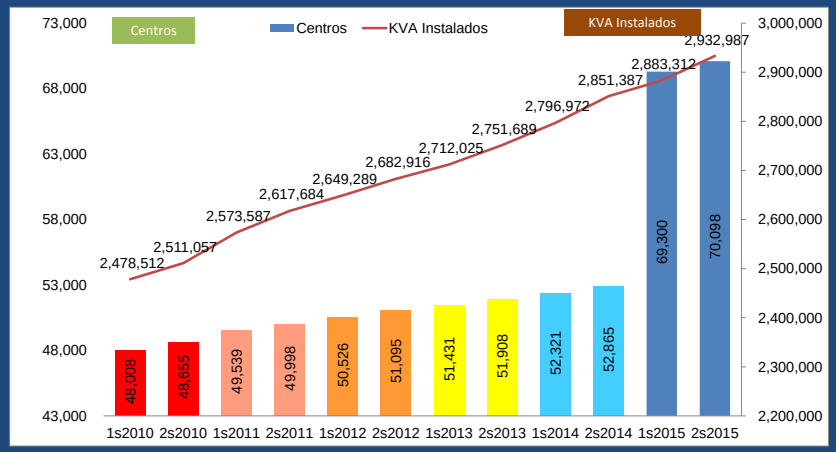
Gráfica 65. Evolución de Potencia Instalada DEOCSA



Gráfica 66. Evolución de Potencia Instalada DEORSA



Gráfica 67. Evolución de Potencia Instalada EEGSA



8.2.2 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 68. Cantidad de Usuarios de las EEMs.

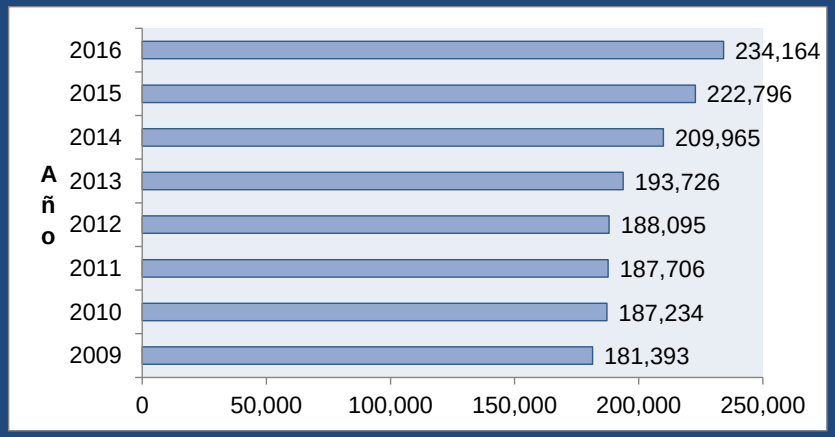


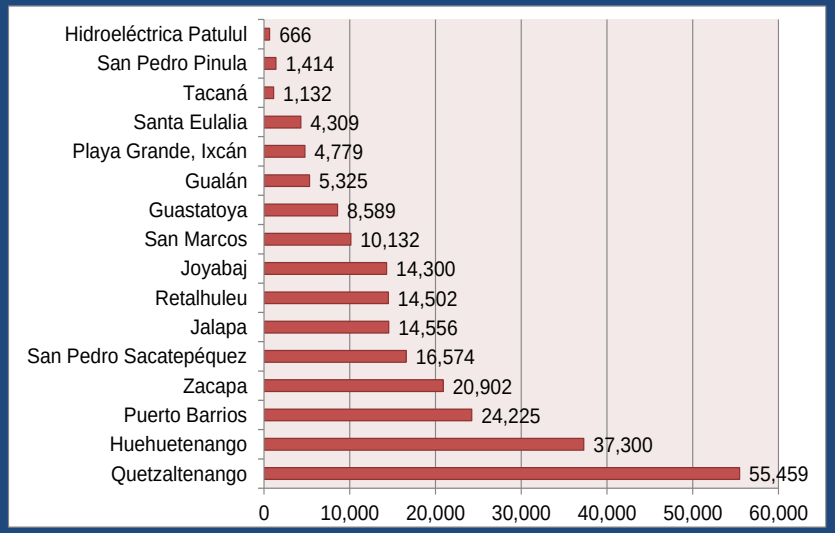
Tabla 31. Usuarios de las EEMs.

Empresa Eléctrica	2012	2013	2014	2015	2016
Quetzaltenango	47,432	50,000	50,665	49,572	55,459
Huehuetenango	27,500	28,000	33,982	36,066	37,300
Puerto Barrios	22,150	22,350	22,888	23,991	24,225
Zacapa	13,843	14,350	16,480	20,367	20,902
San Pedro Sacatepéquez	14,083	14,350	15,190	15,793	16,574
Jalapa	12,062	12,050	12,111	13,143	14,556
Retalhuleu	10,733	11,501	13,767	14,172	14,502
Joyabaj	10,656	10,890	11,387	13,442	14,300
San Marcos	8,083	8,150	8,889	9,816	10,132
Guastatoya	7,524	7,650	8,035	8,163	8,589
Gualán	3,843	3,950	4,985	6,098	5,325
Playa Grande, Ixcán	4,147	4,290	4,329	4,691	4,779
Santa Eulalia	3,245	3,350	4,071	4,309	4,309
Tacaná	1,073	1,075	1,137	1,132	1,132
San Pedro Pinula	1,042	1,090	1,338	1,373	1,414
Hidroeléctrica Patulul	679	680	711	668	666
TOTAL	188,095	193,726	209,965	222,796	234,164

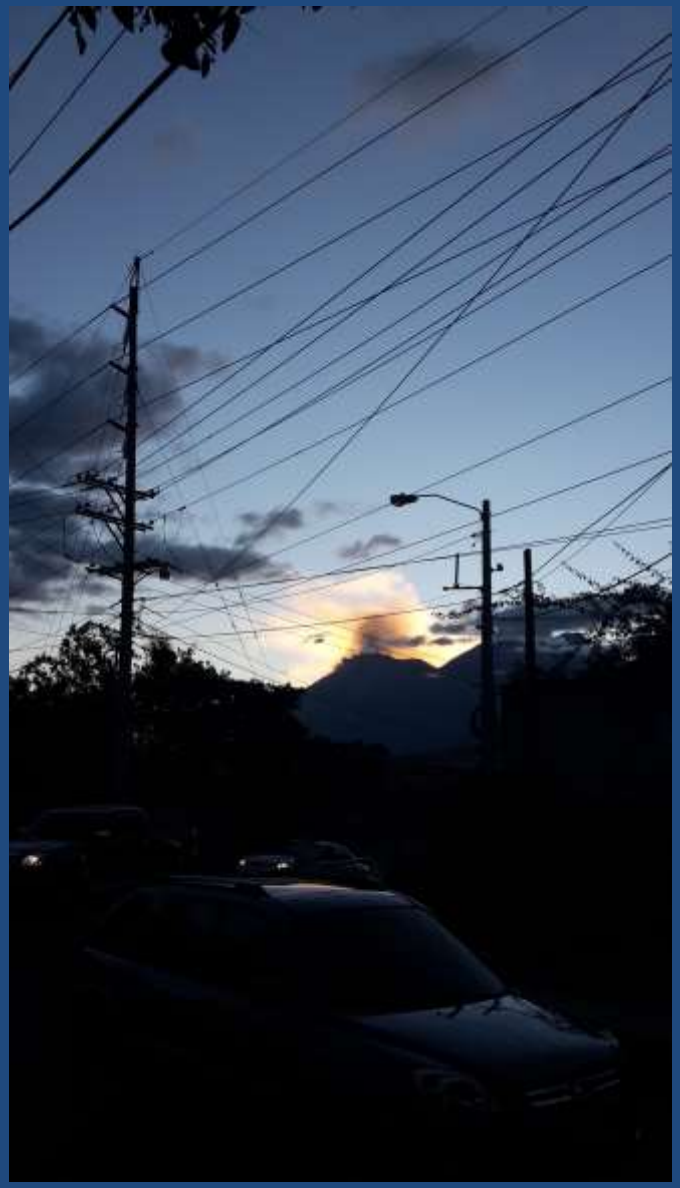
A inicios del 2016 las EEMs alcanzaron en conjunto un número de usuarios de 234,224, siendo este número un valor considerable de usuarios.

El número de usuarios de estas empresas tuvo un crecimiento sostenido:

Gráfica 69. Número de usuarios por EEMs.



En la gráfica se presentan los usuarios por Empresa Eléctrica Municipal, dato que esta actualizado al mes de abril del 2016.



9 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 2014, la cual fue realizada por empresas especializadas realización de encuestas.

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 %

Distribuidor	Promedio general	Verano	Invierno
EEGSA	81.90%	78.13%	85.67%
DEOCSA	69.16%	70.84%	67.48%
DEORSA	78.24%	85.51%	70.97%
EEM Gualán	89.96%	89.48%	90.44%
EEM Guastatoya	32.40%	64.79%	No realizó
EEM Huehuetenango	45.48%	38.40%	52.57%
EEM Jalapa	87.04%	95.59%	78.48%
EEM Joyabaj	64.34%	71.13%	57.54%
EEM Puerto Barrios	64.13%	89.55%	38.70%
EEM Quetzaltenango	51.72%	50.73%	52.71%
EEM Retalhuleu	51.39%	49.27%	53.51%
EEM San Marcos	50.52%	46.81%	54.24%
EEM San Pedro Pinula	66.28%	56.19%	76.37%
EEM SAN Pedro Sacatepéquez	80.79%	85.21%	76.37%
EEM Santa Eulalia	65.15%	68.60%	61.71%
EEM Tacaná	57.50%	61.57%	53.43%
EEM Zacapa	77.53%	91.49%	63.56%
EH Patulul	46.56%	42.85%	50.26%
EMRE Ixcán	76.99%	71.57%	82.41%

10 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	ΔDIP
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	Vn
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	Vk

11 Lista de tablas y gráficas

Tabla 1. Mediciones de regulación de tensión..... 16
Tabla 2. Usuarios en dichas redes con puntos que transgreden la tolerancia 19
Tabla 3. Desviaciones en regulación de tensión 21
Tabla 4. Calificación de la información remitida por las EEMs, correspondiente al 2do semestre 2015. 37
Tabla 5. Avance de las EEMs en cuanto al levantamiento del sistema de distribución. 42
Tabla 6. Avance del levantamiento del sistema de distribución por EEMs..... 43
Tabla 7. Actividades de mantenimiento a líneas de Media Tensión. 48
Tabla 8. Actividades de mantenimiento reportadas por DEOCSA y DEORSA..... 52
Tabla 9. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA 53
Tabla 10. Actividades de mantenimiento reportadas por EEGSA en líneas de baja tensión. 54
Tabla 11. Resultado de la fiscalización de tramos..... 55
Tabla 12. Resultados de la auditoría por Distribuidor para determinar el estado de las instalaciones..... 55
Tabla 13. Hallazgos de Incumplimientos NTDOID encontrados durante las fiscalizaciones. 56
Tabla 14. Tipo de Hallazgos NTDOID derivados de la fiscalización muestral..... 57
Tabla 15. Acumulado de actividades de mantenimiento realizado por los transportistas..... 60
Tabla 16. Acumulado de actividades indirectas o de bajo nivel, realizadas por los transportistas..... 60
Tabla 17. Poda y tala de arbolado realizado por los diferentes transportistas, datos en km. 61
Tabla 18. Control de actividades de inspección de línea en kilómetros. 62
Tabla 19. Mantenimiento a equipos de líneas de transporte por mes, en unidades. 63
Tabla 20. Mantenimiento mensual a equipos de subestaciones de transporte..... 64
Tabla 21. Mantenimiento a protecciones de transporte por mes 65
Tabla 22. Cargas relacionadas con el EDACBF..... 66
Tabla 23. Fiscalización de Calidad del Producto y Servicio Técnico 76
Tabla 24. Actividades Fiscalización de Cumplimiento NTDOID..... 80
Tabla 25. De Incumplimientos NTDOID 82
Tabla 26. Líneas de transmisión..... 85
Tabla 27. Transformadores 86
Tabla 28. Equipo de compensación 87
Tabla 29. Cantidad de Usuarios a diciembre de 2015... 88
Tabla 30. Capacidad instalada en las redes de distribución de los tres principales Distribuidores..... 89
Tabla 31. Usuarios de las EEMs. 91

Tabla 32. Resultados Encuesta de Calidad, promedios de satisfacción, cifras en % 93

Gráfica 1. Puntos Fuera de tolerancia - Regulación de Tensión 8
Gráfica 2. Puntos Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia – Desbalance de corriente. 9
Gráfica 3. Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia Factor de Potencia 10
Gráfica 4. Cantidad de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión 12
Gráfica 5. Indisponibilidades Forzadas 13
Gráfica 6. Indisponibilidades Programadas 14
Gráfica 7. Mediciones Regulación de Tensión- por Distribuidor (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia) 17
Gráfica 8. Mediciones Fuera de Tolerancia - Regulación de Tensión 17
Gráfica 9. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEOCSA - Regulación de Tensión 18
Gráfica 10. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEORSA - Regulación de Tensión 18
Gráfica 11. Indicador Global FEBnoPER 20
Gráfica 12. Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas 21
Gráfica 13. Interrupciones mayores a 48 horas durante el año. 23
Gráfica 14. Interrupciones superiores a 48 horas presentadas durante el año 2015 24
Gráfica 15. Causas de Interrupciones Solicitadas por Fuerza Mayor EEGSA 2015 24
Gráfica 16. Causas de Interrupciones de Solicitadas por Fuerza Mayor DEOCSA 2015 24
Gráfica 17. Causas de Interrupciones de Solicitadas por Fuerza Mayor DEORSA 2015 25
Gráfica 18. Reclamos recibidos en EEGSA 27
Gráfica 19. Reclamos recibidos en DEOCSA 27
Gráfica 20. Reclamos recibidos en DEORSA 28
Gráfica 21. Porcentaje de reclamos 28
Gráfica 22. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos EE, DC y DR 29
Gráfica 23. Verificaciones realizadas por los Distribuidores 30
Gráfica 24. Conexiones de servicios nuevos sin modificación por Distribuidor 31
Gráfica 25. Conexiones de servicios nuevos con modificación por Distribuidor 31
Gráfica 26. Cortes y reconexiones por Distribuidor 32
Gráfica 27. Errores en la facturación 33
Gráfica 28. Montos reclamados, refacturados e indemnizados 33
Gráfica 29. Tiempo medio de EEGSA 34
Gráfica 30. Tiempo medio de DEOCSA 34
Gráfica 31. Tiempo medio de DEORSA 35

Gráfica 32. Interrupciones del servicio programadas por Distribuidor 35
Gráfica 33. Comparación con la información remitida por las EEMs posterior al apoyo de la CNEE con relación a la calidad del servicio comercial. 38
Gráfica 34. Mediciones con mala regulación de tensión en las EEMs -2015. 39
Gráfica 35. Mediciones con mala regulación de tensión en las EEMs -2016. 40
Gráfica 36. Comparación con información remitida por las EEMs posterior al apoyo de la CNEE con relación a la calidad del producto técnico. 40
Gráfica 37. Porcentaje avance levantamiento sistema distribución de las EEMs. 44
Gráfica 38. Evaluación de puestas a tierra en las EEMs. 46
Gráfica 39. Actividades de mantenimiento en líneas de Media Tensión. 47
Gráfica 40.Tipo de mantenimiento realizado en las instalaciones de red de Media Tensión 49
Gráfica 41. Control mensual de poda y tala de arbolado 50
Gráfica 42. Actividades de inspección de línea por trimestre..... 51
Gráfica 43. Poda y tala realizada por transportistas mostrada trimestralmente, en km. 61
Gráfica 44. Inspección de línea realizada por transportistas 63
Gráfica 45. Mantenimiento a equipos de líneas de transmisión. 64
Gráfica 46. Actividades de mantenimiento de subestaciones por transportista..... 65
Gráfica 47. Control de mantenimiento realizado a protecciones de transporte. 66
Gráfica 48. Cargas esenciales de EEGSA. 67
Gráfica 49. Cargas Esenciales DEOCSA. 68
Gráfica 50. Cargas Esenciales DEORSA. 68
Gráfica 51. Inspecciones de calidad comercial por departamento 69
Gráfica 52. Agencias comerciales supervisadas por departamento 70
Gráfica 53: Supervisiones de la sustitución de medidores por departamento 71
Gráfica 54. Verificaciones de rutas de lectura por departamento 71
Gráfica 55. Visitas del infokiosco por departamento..... 72
Gráfica 56. Gestión de denuncias en CNEE 73
Gráfica 57. Reclamos enviados a los Distribuidores 74
Gráfica 58. Estatus de los reclamos enviados a los Distribuidores..... 75
Gráfica 59. Desglose Actividades Producto Técnico y Servicio..... 77
Gráfica 60. Desglose de fiscalización por empresa..... 78

Gráfica 61. Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución 80
Gráfica 62. Resultados de la Fiscalización de cumplimiento NTDOID en redes de Distribución 81
Gráfica 63. Tipo de Hallazgos, Incumplimientos NTDOID 82
Gráfica 64. Histórico de indemnizaciones en millones de quetzales por año de notificación 84
Gráfica 65. Evolución de Potencia Instalada DEOCSA . 90
Gráfica 66. Evolución de Potencia Instalada DEORSA . 90
Gráfica 67. Evolución de Potencia Instalada EEGSA 90
Gráfica 68. Cantidad de Usuarios de las EEMs..... 91
Gráfica 69. Número de usuarios por EEMs. 92

11.1 Ilustraciones

Ilustración 1. Georeferencia de puntos de interrupciones. 25
Ilustración 2 Diagrama Red Distribución EEM Gualán Zacapa..... 42
Ilustración 3 Diagrama Red Distribución EEM San Marcos..... 43
Ilustración 4. Diagrama EEM San Pedro Sacatepéquez 44
Ilustración 5. Equipo GPS..... 45
Ilustración 6. Amperímetro de gancho 45
Ilustración 7. Centro de transformación 45
Ilustración 8. Ubicación Puestas a Tierra Evaluadas.... 46
Ilustración 9. Mapa de ubicación geográfica de hallazgos de incumplimientos NTDOID. 56
Ilustración 10. Mapa de ubicación de los 231 incumplimientos NTDOID del año 2014. 58
Ilustración 11. Actividad de fiscalización 78
Ilustración 12. Supervisión y Retiro Equipo 79
Ilustración 13. Resultados de la Fiscalización (Invasión vegetación) en redes de distribución de Media y Baja Tensión..... 81