Calidad

FISCALIZACIÓN Y CONTROL DE CALIDAD

de los Servicios de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica

ESTIMADO LECTOR

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, ha compilado en el presente documento la información relativa con la calidad de servicio prestada por los agentes transportistas y distribuidores durante 2012, en cumplimiento con la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley y las Normas de Calidad aplicables.

La Regulación Eléctrica de Guatemala, establece una relación calidad-precio, la cual vincula los ingresos de las empresas concesionarias, con los requerimientos de calidad exigidos en las normativas, de acuerdo con estándares de calidad internacionales. Para evaluar la calidad prestada, la normativa establece la forma y medio de remisión, cálculo, y aplicación de indemnizaciones o multas por la transgresión a los indicadores de Calidad del Servicio, o por no cumplir con las obligaciones de los concesionarios relacionados con el régimen de calidad y lo contemplado en la normativa en cuanto a Diseño y Operación de Instalaciones.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de acuerdo a sus facultades, efectúa diversas actividades para incentivar el cumplimiento a las tolerancias, así como para verificar que el proceso de medición de la calidad, evaluación de la misma, y posterior aplicación de indemnizaciones o sanciones cuando se transgreden los indicadores. Durante los últimos años, la CNEE ha realizado acciones para identificar las causas de transgresiones a la calidad de servicio, e incentivar el cumplimiento de los indicadores: auditorías de sistemas, auditorías de redes, fiscalización de procesos, fiscalización de la información regulatoria remitida, fiscalización de mantenimiento, etc., dichas actividades han dado como resultado, la presentación de planes y acciones, que mejorarán la calidad que reciben los usuarios.

El compendio, incluye el detalle histórico de las sanciones (multas e indemnizaciones) impuestas por la transgresión a los indicadores o incumplimientos a las obligaciones por parte de los agentes, la CNEE ha resuelto una cantidad significativa de expedientes de esta temática, con el objetivo de resarcir a los usuarios por las transgresiones a la calidad de servicio.

Durante la experiencia de 14 años de la aplicación normativa vigente, la CNEE ha identificado aspectos de mejora en la Normativa de Calidad, por lo cual estableció un plan de actualización de la misma, que contempla realizar acciones durante 2013 y 2014, que consideren los avances tecnológicos y los resultados de la aplicación de la normativa actual, a efecto de mejorar las condiciones de prestación de los servicios, facilitar el cumplimiento normativo y mejorar el control de la calidad de la Energía Eléctrica, en beneficio de los usuarios y de la competitividad del País.

Licda. Carmen Urízar Hernández
Presidenta

Licda. Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova
Directora

Lic. Jorge Guillermo Aráuz Aguilar
Director

GERENCIA DE REGULACIÓN DE CALIDAD
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Antonio Roberto García Escobar
Gerente Regulación de Calidad

Jacobo Estuardo Ponce Chavarría
Unidad de Informática y Control Estadístico

Luis Carlos Morales Prillwitz
Departamento de Calidad Comercial

Luis Mauricio Saquilmer
Departamento de Gestión Técnica y Verificación de Instalaciones

Sergio Gabriel Noriega Buch
Departamento de Calidad de Producto y Servicio Técnico

Contenido

Carta de Presentación - CNEE 3

Lista de acrónimos 7

1. Usuarios del servicio de distribución final 9

2. Supervisión de indicadores de calidad de servicio 13

2.1. Calidad comercial del servicio de distribución 15

2.1.1. Solicitud de servicios nuevos que no requieren modificación de red 16

2.1.2. Solicitud de servicios nuevos que requieren modificación de red 17

2.1.3. Reconexiones 18

2.1.4. Facturación errónea 20

2.1.5. Porcentaje de reclamos (R%) 22

2.1.6. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos y quejas 22

2.1.7. Tipificación de reclamos 2012 25

2.1.8. Precisión de la medición del consumo de energía 25

2.1.9. Notificación de interrupciones programadas 26

2.1.10. Mapas de calidad - reclamos 26

2.1.11. Identificación de comunidades conflictivas, según DEOCSA y DEORSA 28

2.1.12. Indemnizaciones por temas de calidad comercial 28

2.2. Producto y servicio técnico 30

2.2.1. Calidad de producto técnico de distribución 30

2.2.1.1. Regulación de tensión 30

2.2.2. Calidad de servicio técnico de distribución 33

2.2.2.1. Indicadores de la calidad de servicio técnico individuales 33

2.2.2.2. Indicadores de la calidad de servicio técnico globales 34

2.2.2.3. Mapas de calidad de servicio técnico 34

2.2.2.4. Indemnizaciones de calidad de servicio técnico 37

2.2.3. Calidad de producto técnico de transporte 37

2.2.3.1. Regulación de tensión 38

2.2.4. Calidad del servicio técnico de transporte 39

2.2.4.1. Número de indisponibilidades forzadas 39

2.2.4.2. Duración de indisponibilidades forzadas 40

2.2.4.3. Número de indisponibilidades programadas 41

2.2.4.4. Duración de indisponibilidades programadas 41

3. Fiscalización de la calidad de servicio 43

3.1. Fiscalización de calidad comercial 45

3.1.1. Supervisión de agencias comerciales 45

3.1.2. Supervisión de ruta de lecturas 47

3.1.3. Supervisión de la verificación de medidores 48

3.1.4. Inspecciones adicionales calidad comercial 49

3.2. Fiscalización de calidad de producto técnico 50

3.3. Fiscalización de calidad de servicio técnico 53

3.3.1. Fiscalizaciones con equipo de monitoreo en tiempo real 53

3.3.2. Gestión de denuncias calidad de producto y servicio técnico 55

3.4. Fiscalización de NTDOID - distribución 56

3.4.1. Mantenimientos DEORSA 56

3.4.2. Mantenimientos DEOCSA 60

3.4.2.1. Verificación selectiva cumplimiento NTDOID en circuitos MT 63

3.4.2.2. Control histórico de incidencias en los sistemas de distribución y transmisión 67

3.4.2.3. Atención de denuncias NTDOID 68

3.5. Investigaciones black out's 70

4. Encuestas de calidad de servicio 71

4.1. Encuesta de calidad a grandes usuarios 2012 73

4.1.1. Antecedentes generales 73

4.1.2. Resultados 74

4.2. Encuesta de calidad a usuarios regulados 75

4.2.1. Síntesis metodológica 76

4.2.2. Resultados de la satisfacción del servicio 77

4.2.3. Resultados publicados 78

5. Control de sanciones 83

6. Lista de tablas y gráficas 89

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, S. A.	DEOCSA
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A.	DEORSA
Duke Energy International Transmisión, Limitada	DEIT
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, S. A.	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
Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia	SEGEPLAN
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

1. Usuarios

DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL

El servicio de distribución final es el suministro de energía eléctrica que se presta a los usuarios, mediante redes eléctricas, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobados por la Comisión. Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución 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.

La cantidad de usuarios de distribución se reportan a CNEE por medio de las tablas mensuales y semestrales.

Tabla 1. Usuarios semestrales

Distribuidora	1er. semestre 2012	2do. semestre 2012
Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.	1,003,123	1,024,008
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A.	926,603	948,760
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A.	546,032	565,894
EEM Quetzaltenango	47,432	50,000
EEM Huehuetenango	26,719	27,500
EEM Puerto Barrios, Izabal	19,985	22,150
EEM Zacapa	12,662	15,314
EEM San Pedro Sacatepéquez, San Marcos	13,362	13,677
EEM Jalapa	11,222	12,062
EHM Retalhuleu	10,158	10,733
EEM Joyabaj, Quiché	8,943	10,656
EEM San Marcos	7,809	8,083
EEM Guastatoya	7,404	7,524
EEM Santa Eulalia, Huehuetenango	3,465	4,147
EEM Gualán	3,524	3,843
EMRE Playa Grande, Ixcán	3,245	3,300
EEM San Pedro Pinula, Jalapa	1,007	1,073
EEM Tacaná, San Marcos	1,017	1,042
EH Patulul	679	711
Total	**2,654,391**	**2,730,477**

Fuente: Información reportada por los Distribuidores mediante las tablas Datos Técnicos.

En las tres principales distribuidoras en el territorio guatemalteco es necesario conocer la distribución de usuarios urbanos y rurales, así como el detalle para cada uno de los semestres analizados para el año 2012, y así comprender de una mejor manera la información presentada en el compendio.

Tabla 2. Desagregación del peso de los usuarios urbanos y rurales por distribuidora

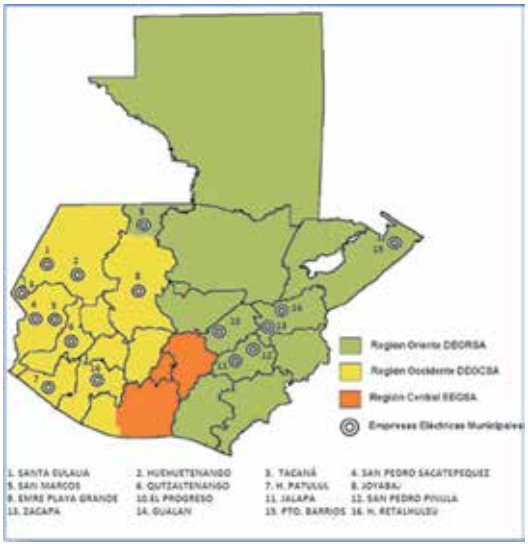
Primer semestre					
Distribuidora	**URBANO**	**% URBANO**	**RURAL**	**% RURAL**	**TOTAL**
EEGSA	587,845	59%	415,278	41%	1,003,123
DEOCSA	279,410	30%	647,193	70%	926,603
DEORSA	204,300	37%	341,732	63%	546,032
TOTAL	**1,071,555**	**43%**	**1,404,203**	**57%**	**2,475,758**
Segundo semestre					
Distribuidora	**URBANO**	**% URBANO**	**RURAL**	**% RURAL**	**TOTAL**
EEGSA	597,295	58%	426,713	42%	1,024,008
DEOCSA	285,843	30%	662,917	70%	948,760
DEORSA	210,945	37%	354,949	63%	565,894
TOTAL	**1,094,083**	**43%**	**1,444,579**	**57%**	**2,538,662**

Fuente: Información reportada semestralmente por los distribuidores.

De la información presentada precedentemente podemos deducir lo siguiente: Durante el primer y segundo semestre del año 2012, los datos registrados evidencian que en la República de Guatemala la mayoría de usuarios pertenecen al área rural, solamente en la región central los usuarios urbanos tienen una mayor representatividad. En el área Central los valores de las áreas urbanas representan aproximadamente al 60% de la totalidad de usuarios.

En el interior de la República, los usuarios urbanos representan en su mayoría a las cabeceras departamentales, teniendo porcentajes menos representativos, para las zonas de Occidente y Oriente la mayor representatividad está en los usuarios de las áreas rurales.

Gráfica 1. Ubicación de las Empresas Eléctricas



Fuente: Información reportada por los distribuidores.

Actualmente existen 16 distribuidoras consideradas como Empresas Municipales, de las cuales 9 se encuentran en el área occidental de la República y las restantes 7 en el área del oriente.

2. Supervisión

DE INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

El Marco Regulatorio Guatemalteco, establece un vínculo entre la calidad y el costo de la prestación de los servicios reconocidos vía tarifa a distribuidoras y transportistas, dentro de la normativa eléctrica se establecen los derechos y obligaciones relacionadas con el régimen de calidad de servicio, asimismo la forma y medio de la calidad prestada por los agentes.

En el artículo 103 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y la Resolución CNEE-09-99, Normas Técnicas del Servicio de Distribución, se fijan los Indicadores de calidad del servicio de distribución, los cuales constituyen valores que marcan la tendencia evolutiva en los distintos aspectos y parámetros de calidad, con la finalidad de orientar tanto a CNEE como a los distribuidores en aquellas áreas donde es necesario realizar inversión, supervisión y mejora.

El Artículo 56 del RLGE indica que en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS) se establecen las obligaciones de generadores, distribuidores y grandes usuarios, conectados directamente al sistema de transporte, en lo referente a la regulación de tensión. En los Artículos del 57 al 62 del RLGE se conceptualiza la medición de la calidad del servicio, la disponibilidad del equipamiento, las indisponibilidades forzadas y programadas.

La calidad de servicio prestado por los agentes, se mide con base en los siguientes parámetros:

1. Distribución
   a. Calidad de servicio técnico
   b. Calidad de producto técnico
   c. Calidad comercial

2. Trasmisión
   a. Calidad de servicio técnico
   b. Calidad de producto técnico

La forma y medio de cálculo de los indicadores de calidad, así como las indemnizaciones por la transgresión a las tolerancias establecidas se definen en la normativa para cada parámetro evaluado. Los agentes son los responsables de realizar la recopilación de la información necesaria para evaluar la calidad prestada, y la Comisión fiscaliza todo el proceso de cálculo de indicadores.

A continuación se presentan los resultados importantes de la evaluación de la calidad de servicio del año 2012. La Comisión ha realizado diversas acciones de fiscalización de acuerdo a sus facultades. Algunos de los resultados están sujetos a la resolución de acciones legales interpuestas por algunos agentes.

2.1. CALIDAD COMERCIAL DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

La evaluación de la calidad comercial de la CNEE se realizó durante el primer y segundo semestre de 2012 conteniendo la supervisión de los indicadores con base a lo establecido en el Artículo 103 del RLGE, que establece los parámetros que debe controlar la Comisión para verificar la calidad comercial. Dentro de ellos se encuentra los Reclamos de los Consumidores, Facturación y Atención al consumidor.

Los Artículos 63 y 68 de las NTSD, establecen que los indicadores de calidad del servicio comercial del distribuidor y calidad de la atención al usuario son los siguientes:

Índices de calidad del servicio comercial del distribuidor

- Porcentaje de reclamos y quejas (R%)
- Tiempo promedio de procesamiento de reclamos y quejas (TPPR)
- Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica
- Falta de notificación de interrupciones programadas

Índices de calidad de la atención al usuario

- Solicitud de conexión de nuevos servicios o ampliación de potencia contratada que no requieren modificación de red

- Solicitud de conexión de nuevos servicios o ampliación de potencia contratada que requieren modificación de la red
- Reconexiones
- Facturación errónea

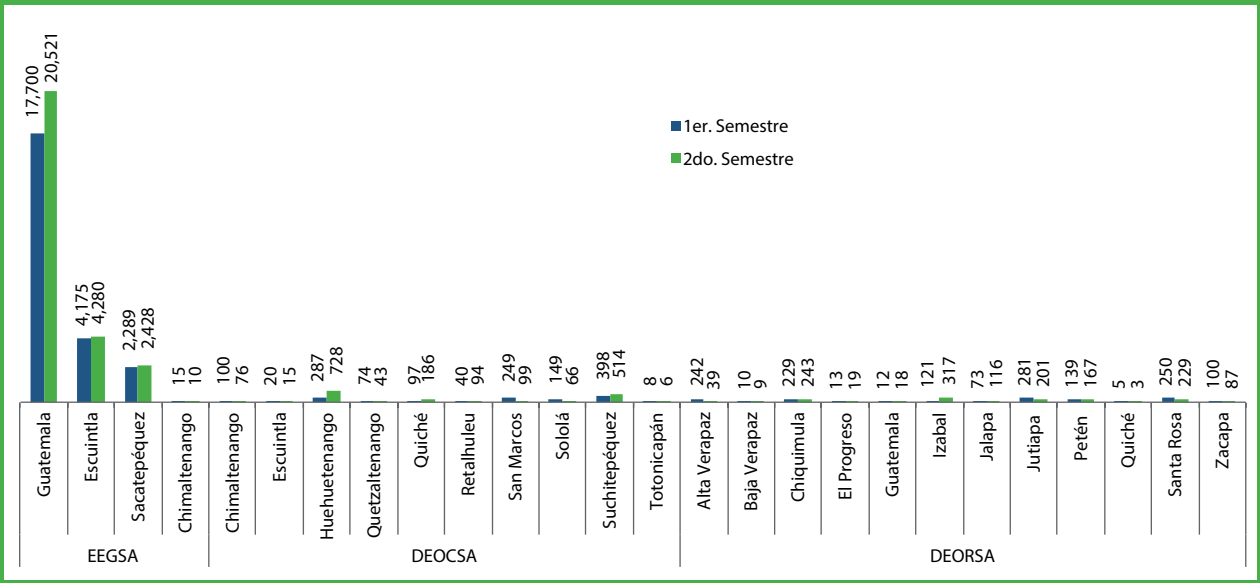
Los indicadores son calculados semestralmente, utilizando la información que trasladan los distribuidores mensualmente, los incumplimientos a las tolerancias establecidas en el Artículo 64 (Indicadores Globales) de las NTSD, originan una sanción y los incumplimientos a los plazos establecidos en el Artículo 69 (Indicadores Individuales) de las NTSD, originan el pago de indemnización a los usuarios afectados.

A continuación se presenta información estadística de los resultados del año 2012 de los indicadores individuales y globales que se fiscalizan.

2.1.1. Solicitud de servicios nuevos que no requieren modificación de red

La fiscalización de este indicador se realiza cumpliendo con lo establecido en el Artículo 68 inciso a) del Reglamento de la Ley General de Electricidad que establece que los distribuidores tienen 28 días para realizar la conexión de este tipo de servicios, al sobrepasar este plazo el distribuidor debe indemnizar al usuario y además puede ser objeto de una sanción. A continuación los resultados de la gestión realizada en este tema.

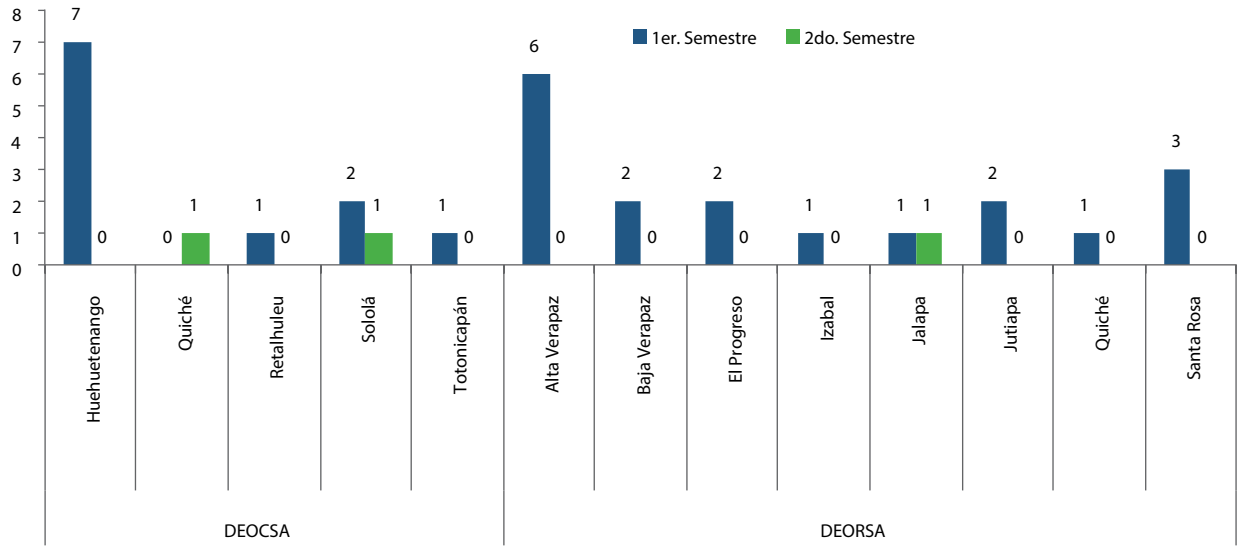
Gráfica 2. Conexiones realizadas en plazo por EEGSA, DEOCSA y DEORSA en el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Según la información remitida por los distribuidores, se observa que para el primer semestre EEGSA realizó 24,608, DEOCSA 1,425 y DEORSA 1,491 conexiones en plazo. Para el segundo semestre EEGSA realizó 27,364, DEOCSA 1,829 y DEORSA 1,450. Siendo los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez los que tienen mayor cantidad de conexiones en plazo.

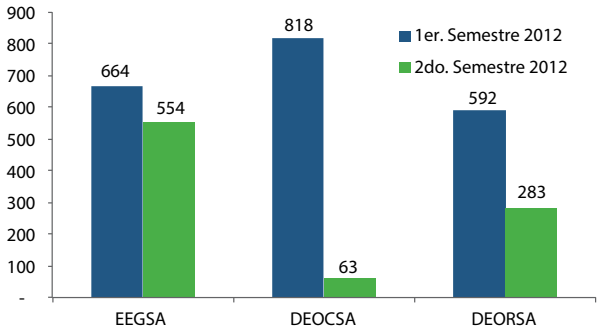
Gráfica 3. Conexiones realizadas fuera de plazo por EEGSA, DEOCSA y DEORSA en el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

En relación con las conexiones efectuadas fuera de plazo, los distribuidores reportan para el primer semestre los datos siguientes: DEOCSA 11 y DEORSA 18 conexiones fuera de plazo. Para el segundo semestre DEOCSA 2 y DEORSA 1 conexión fuera de plazo. EEGSA no reporta conexiones efectuadas fuera de la tolerancia establecida, Huehuetenango y Alta Verapaz son los departamentos que tienen más conexiones fuera de plazo.

Gráfica 4. Solicitudes que efectuaron el pago de depósito de garantía y que no fueron conectados en el 2012.



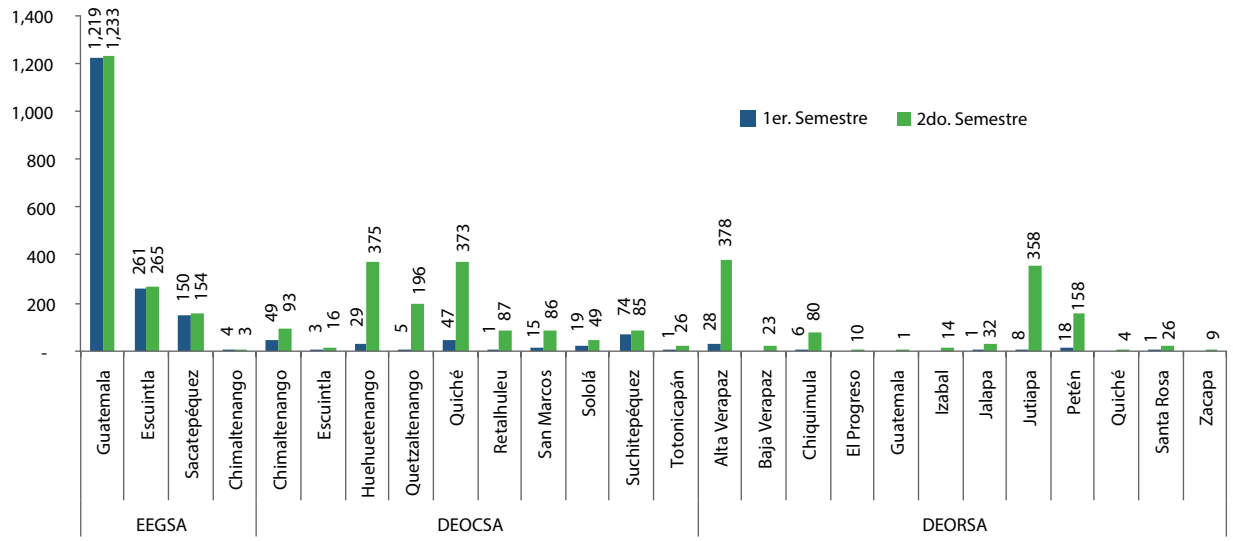
Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Según la información remitida por los distribuidores, se observa que de las solicitudes que realizaron pago del depósito de garantía, algunas no fueron conectadas siendo reportado el dato siguiente: para el primer semestre EEGSA 664, DEOCSA 818 y DEORSA 592 conexiones pendientes. Para el segundo semestre EEGSA reportó 554, DEOCSA 63 y DEORSA 283.

2.1.2. Solicitud de servicios nuevos que requieren modificación de red

Se efectúa la verificación de este indicador cumpliendo con lo establecido en el Artículo 68 inciso b) del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que establece que los distribuidores tienen tres meses para realizar la conexión de este tipo de servicios, al sobrepasar este plazo el distribuidor debe indemnizar al usuario y además puede ser objeto de una sanción. A continuación los resultados de la gestión realizada en este tema para el año 2012.

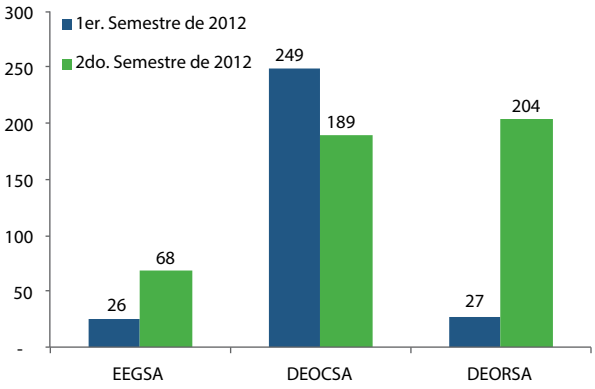
Gráfica 5. Conexiones con Modificación de Red en Plazo de EEGSA



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Según la información remitida por los distribuidores, se observa que para el primer semestre EEGSA realizó 1,695, DEOCSA 243 y DEORSA 63 conexiones en plazo. Para el segundo semestre EEGSA realizó 1,674, DEOCSA 1,385 y DEORSA 1,093, siendo Guatemala, Huehuetenango, Quiché, Alta Verapaz y Jutiapa los departamentos que más conexiones en plazo tienen.

Gráfica 6. Solicitudes que pagaron depósito de garantía y que no fueron conectados en el 2012



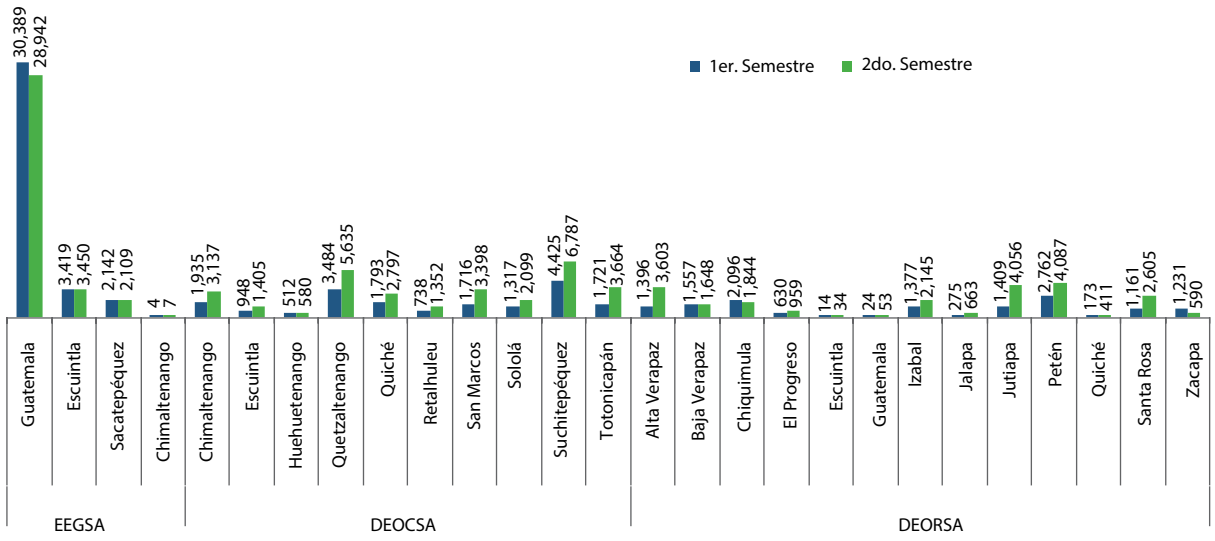
Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

En relación con las solicitudes que realizaron pago del depósito de garantía, algunas no fueron conectadas siendo reportado el dato siguiente: para el primer semestre EEGSA 26, DEOCSA 249 y DEORSA 27 conexiones pendientes. Para el segundo semestre EEGSA reportó 68, DEOCSA 189 y DEORSA 204.

2.1.3. Reconexiones

Cuando un usuario ha sido objeto de corte del servicio y efectúa el pago de la reconexión, el distribuidor tiene 24 horas para realizar la reconexión del servicio, este índice debe ser calculado por los distribuidores y validado por la Comisión en cumplimiento a lo establecido en el Artículo 110 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. A continuación se muestran datos estadísticos de las Reconexiones.

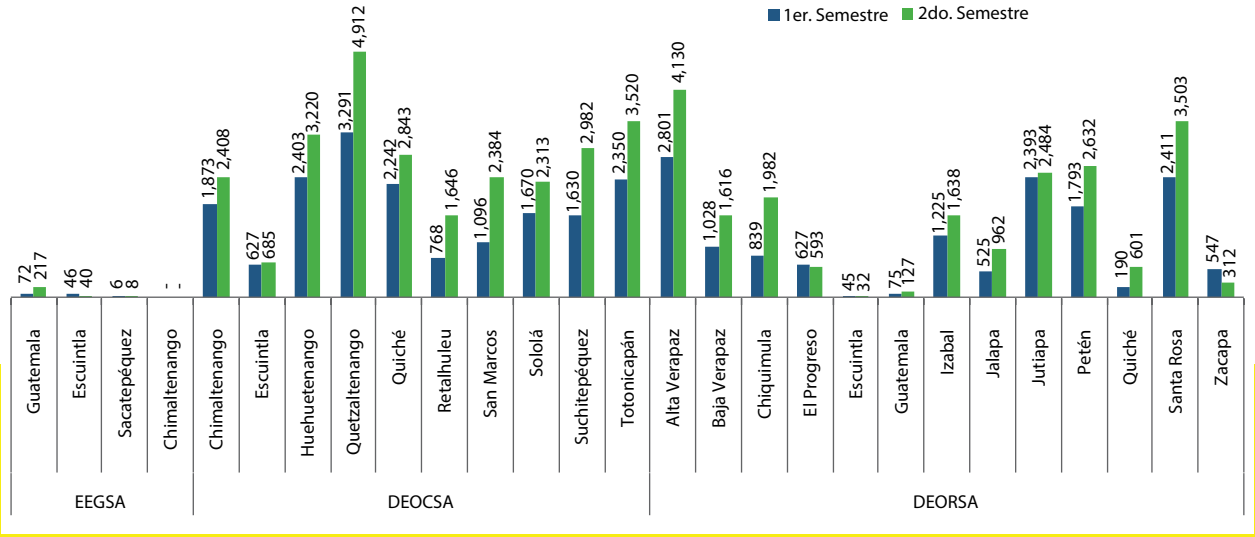
Gráfica 7. Reconexiones en plazo por distribuidor en el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Según información remitida por los distribuidores durante el primer y segundo semestre de 2012, las reconexiones en plazo son: primer semestre EEGSA 37,578, DEOCSA 19,203 y DEORSA 15,046. Segundo semestre EEGSA 35,181, DEOCSA 31,319 y DEORSA 23,295.

Gráfica 8. Reconexiones fuera de plazo por distribuidor en el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

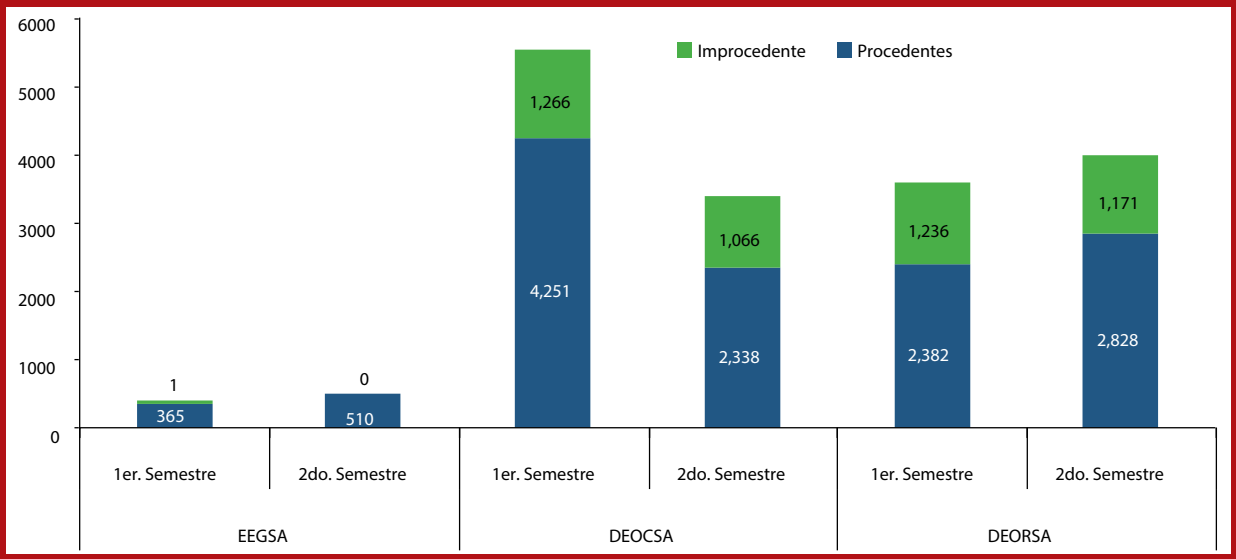
En relación con las reconexiones que realizaron pago algunas no fueron reconectadas en plazo, siendo reportado el dato siguiente: para el primer semestre EEGSA 64, DEOCSA 18,444 y DEORSA 15,057 reconexiones fuera de plazo. Para el segundo semestre EEGSA reportó 80, DEOCSA 27,208 y DEORSA 20,944. Quetzaltenango, Totonicapán, Alta Verapaz y Santa Rosa son los departamentos que tienen la mayor cantidad de reconexiones fuera de plazo.

2.1.4. Facturación errónea

La CNEE verifica el cumplimiento de lo establecido en los pliegos tarifarios y la aplicación de los mismos en la facturación mensual de los distribuidores, para ello se verifica la totalidad de los reclamos por facturación que reciben los distribuidores y las refacturaciones efectuadas.

Los distribuidores remiten a la Comisión mensualmente los reclamos por facturación recibidos en sus agencias y a continuación el detalle de la información remitida.

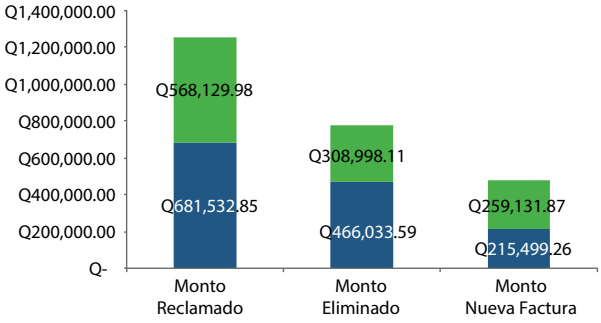
Gráfica 9. Reclamos por Facturación procedentes e improcedentes recibidos por los Distribuidores



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

La gráfica anterior muestra que para EEGSA todos los reclamos son procedentes, DEOCSA reporta un 78% y 69% de reclamos procedentes para los semestres del 2012, DEORSA remite un 66% y 71% de reclamos procedentes en relaciona con la totalidad de los reclamos por facturación recibidos en el año 2012.

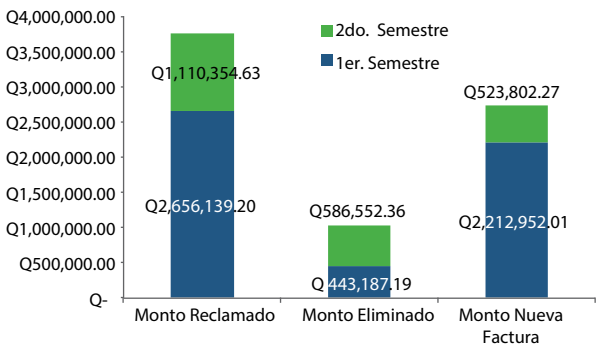
Gráfica 10. Facturación errónea de EEGSA



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

La relación entre los montos reclamados y los montos refacturados que reportan los distribuidores es el siguiente: para el primer semestre EEGSA recibe reclamos por un monto de Q 681,532.85, elimina de la cuenta Q 466,033.59 quedando las facturas nuevas con un monto de Q 215,499.26. Para el segundo semestre recibe reclamos por Q 568,129.98, elimina de la cuenta Q 308,998.11, quedando las facturas nuevas con un monto de Q 259,131.87.

Gráfica 11. Facturación errónea de DEOCSA

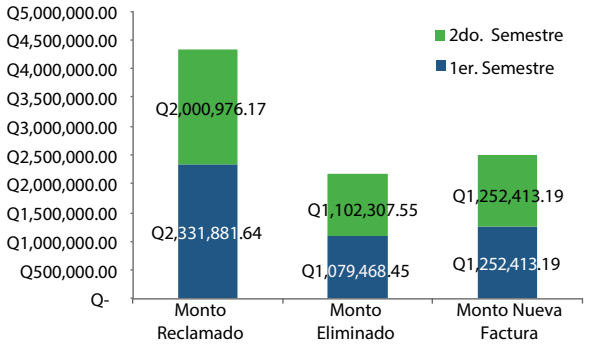


Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Para el primer y segundo semestre de 2012 DEOCSA recibe reclamos por Q 2,656,139.20, elimina de la cuenta Q 443,187.19 quedando las facturas nuevas con un monto de Q 2,212,952.01.

Para el segundo semestre recibe reclamos por Q 1,110,354.63, elimina de la cuenta Q 586,552.36 quedando las facturas nuevas con un monto de Q 523,802.27.

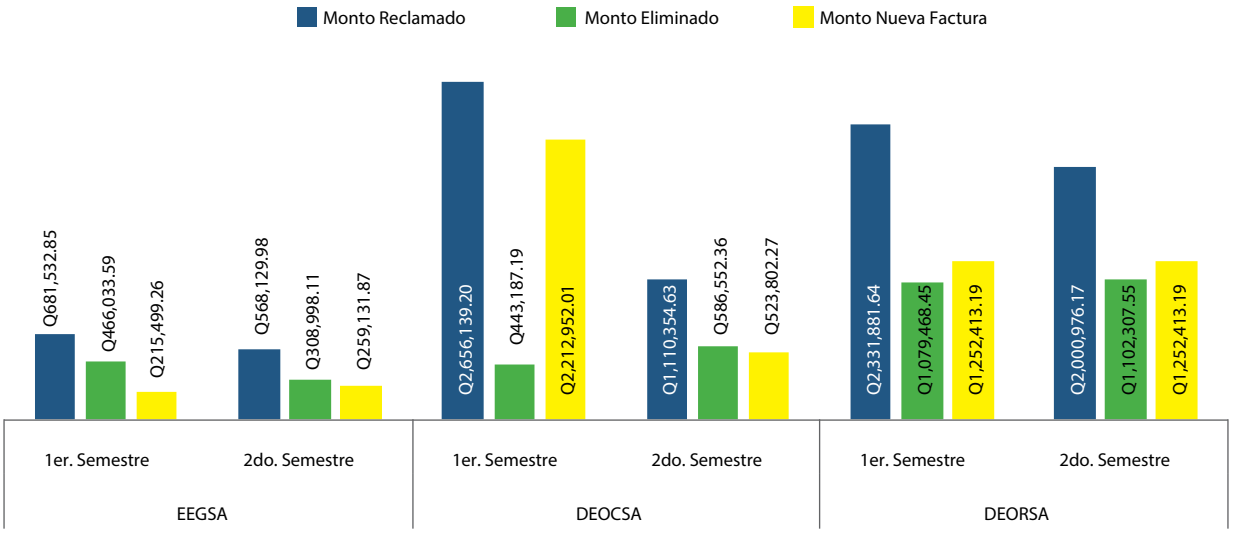
Gráfica 12. Facturación errónea de DEORSA



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los Distribuidores.

DEORSA reporta par el primero y segundo semestre de 2012, que recibe reclamos por Q 2,331,881.64, elimina de la cuenta Q 1,079,468.45 quedando las facturas nuevas con un monto de Q1,252,413.19. Para el segundo semestre recibe reclamos por Q 2,000,976.17, elimina de la cuenta Q 1,102,307.55 quedando las facturas nuevas con un monto de Q 1,252,413.19.

Gráfica 13. Facturación errónea de EEGSA, DEOCSA y DEORSA en el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

De la totalidad de reclamos que reciben los distribuidores la mayor parte son dados como procedentes, como se observa en las gráficas anteriores, además se muestra el resumen de los datos de EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

Los montos de los reclamos por facturación que los distribuidores han dado como procedentes, la Comisión ha ordenado la refacturación de los mismos y estos montos generan un pago de indemnización y actualmente la Comisión fiscaliza la acreditación de los mismos.

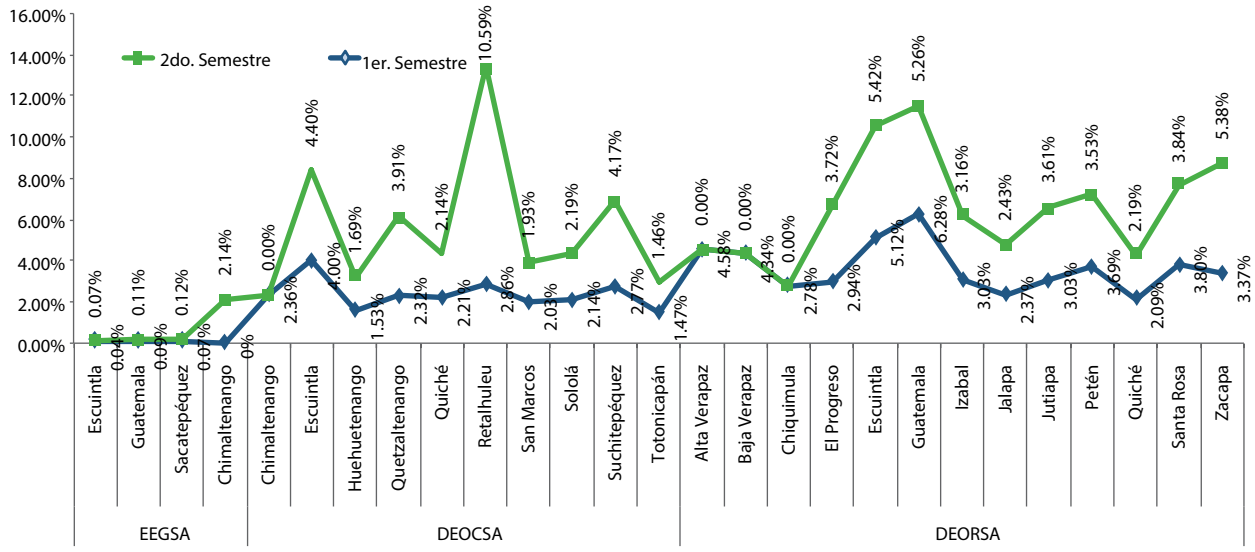
2.1.5. Porcentaje de reclamos (R%)

El indicador se calcula de la siguiente manera:

R%= total de reclamos ÷ Número de usuarios del Distribuidor x 100

La tolerancia es del 5%. A continuación los resultados de la evaluación realizada para el año 2012.

Gráfica 14. Porcentaje de Reclamos EEGSA, DEOCSA y DEORSA, año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Durante el año 2012, se puede observar que los distribuidores estuvieron dentro de la tolerancia en el porcentaje reclamos (R%) a nivel distribuidora, establecido en la normativa legal vigente ya que se encuentran por debajo del 5%, sin embargo el departamento de Retalhuleu, en DEOCSA y Escuintla, Zacapa y Guatemala en DEORSA se encuentran fuera de tolerancia.

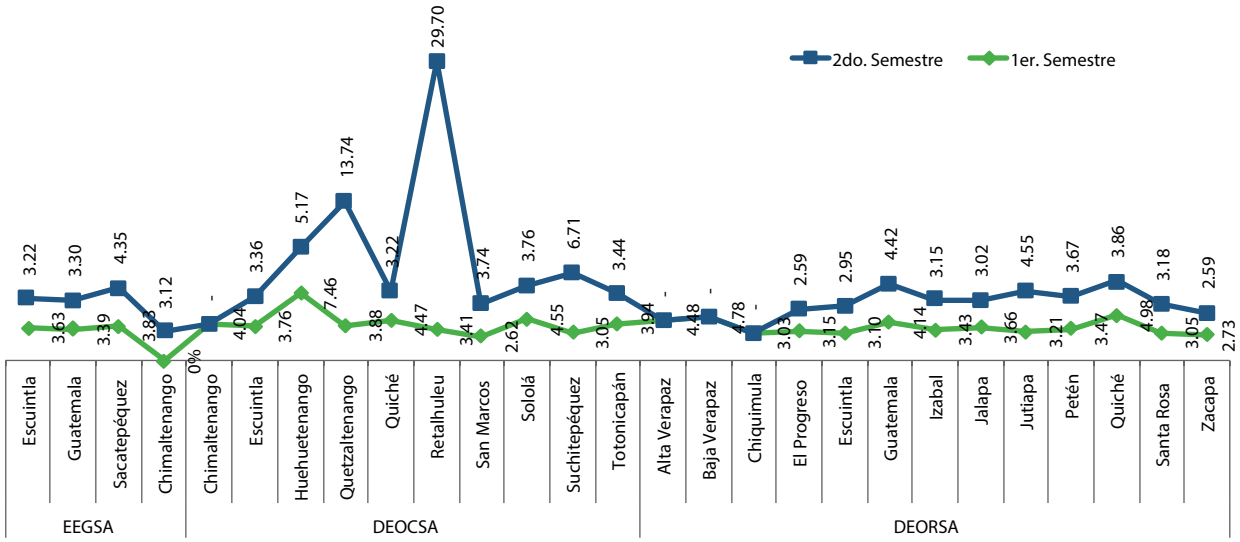
2.1.6. Tiempo promedio de procesamiento de reclamos y quejas

Dentro de la información recibida de los distribuidores, se evalúa la cantidad del tiempo para resolver los reclamos, cuyo promedio es de diez días como tolerancia y a continuación se observan los datos del periodo 2007-2011.

Fórmula de cálculo del TPPR

$$TPPR = \frac{(\sum \text{tiempo total de atención de reclamos})}{(\text{Total de reclamos reportados})}$$

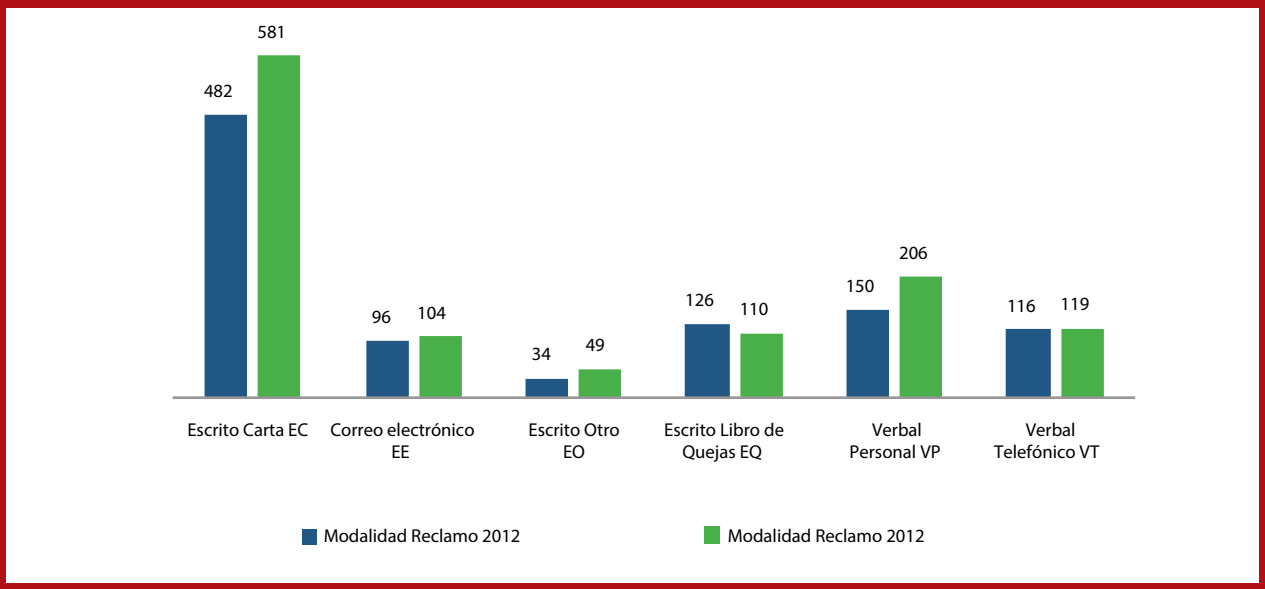
Gráfica 15. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos y Quejas



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Durante el periodo 2007-2011, las grandes distribuidoras estuvieron en tolerancia en el Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos (TPPR), según dicha información los tiempos de atención de los reclamos por parte de los distribuidores a nivel global fue dentro de los plazos establecidos en la normativa actual, pero Huehuetenango, Retalhuleu y Suchitepéquez, se encuentran fuera de tolerancia a nivel departamental.

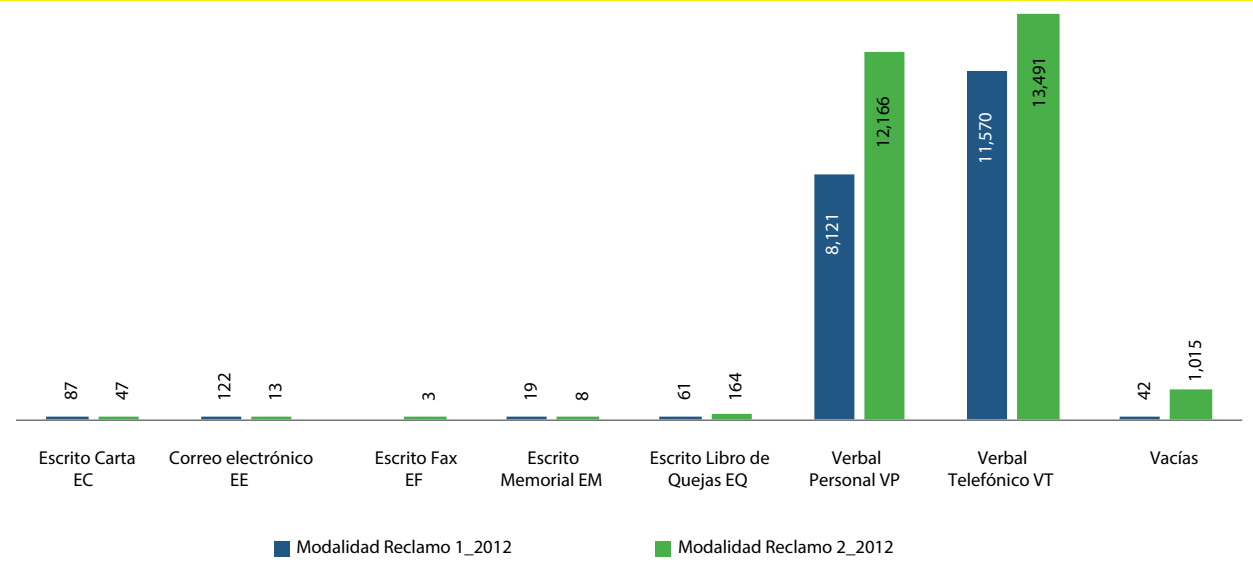
Gráfica 16. Modalidad de Presentación de Reclamo de EEGSA, año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Dentro de la modalidad de presentación de reclamos en el año 2012 para EEGSA se observa que recibió en el primer semestre 96 reclamos vía Correo Electrónico y 104 para el segundo semestre, estos resultados son producto de las gestiones realizadas por CNEE para la recepción de reclamos por dicha vía.

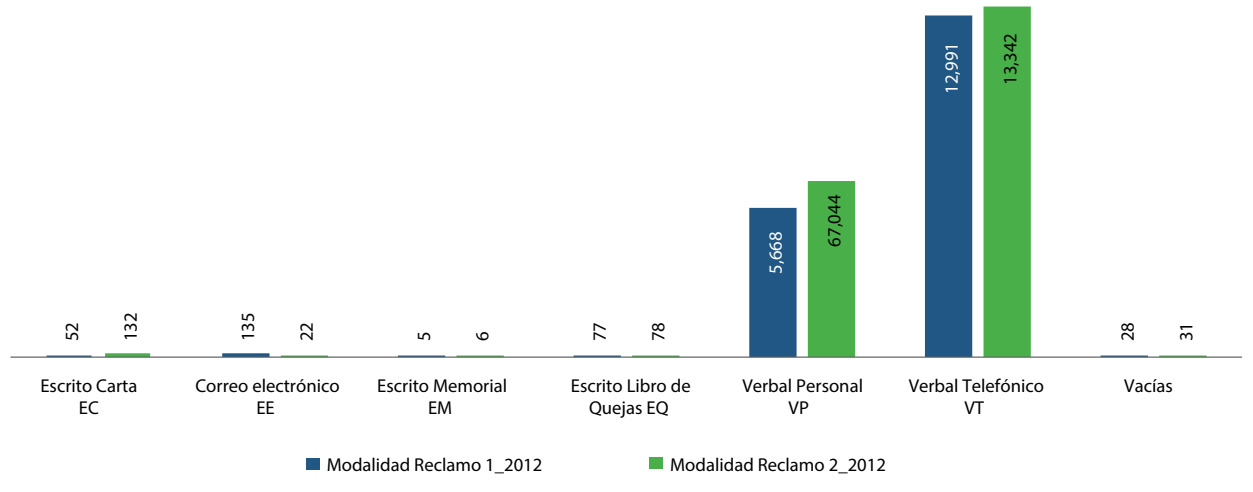
Gráfica 17. Modalidad de presentación de reclamo de DEOCSA, año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

DEOCSA reporta en el año 2012, que recibió en primer semestre 122 reclamos vía Correo Electrónico y 13 para el segundo semestre, estos resultados son producto de las gestiones realizadas por CNEE para la recepción de reclamos por dicha vía.

Gráfica 18. Modalidad de presentación de reclamo de DEORSA, año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

DEORSA reporta en el año 2012, que recibió en primer semestre 135 reclamos vía Correo Electrónico y 22 para el segundo semestre, estos resultados son producto de las gestiones realizadas por CNEE para la recepción de reclamos por dicha vía.

2.1.7. Tipificación de Reclamos 2012

Tabla 3. Tipificación de reclamos 2012

Motivo	Total	Porcentaje
Interrupciones en el servicio IS	40,405	46%
Cobros altos CA	13,369	15%
Fallas del contador FC	12,627	14%
Otros motivos OT	11,043	12%
No recibe factura RF	4,450	5%
Bajo voltaje BV	3,321	4%
Atraso en la reconexión AR	2,280	3%
Corte sin razón OC	442	0%
Inconformidad con tarifa IT	264	0%
Atraso en la conexión AC	97	0%
Mala atención en oficina AO	90	0%
No conexión del servicio CS	8	0%
Corte por reconexión injustificado RI	8	0%
Señalamiento alterar instrumentos de medición AM	4	0%
Señalamiento consumo fraudulento CF	4	0%
Fallas de transformador FT	1	0%
Total	**88,413**	**100%**

Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

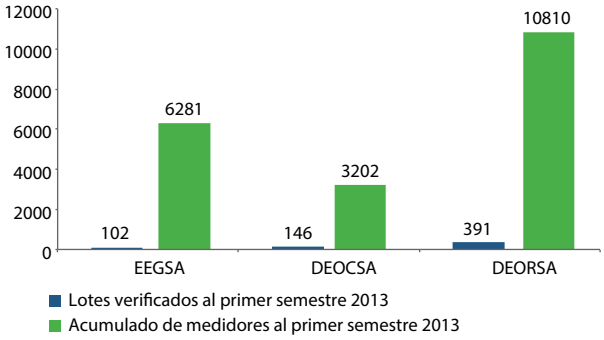
En la tabla anterior, se presenta la agrupación de los tipos de reclamos presentados por los usuarios de la República de Guatemala y reportados por los distribuidores a la CNEE durante 2012. Puede observarse que un gran porcentaje de los mismos se relaciona con interrupciones de servicio (46%), así mismo que existe una significativa cantidad de reclamos por aspectos de facturación (cobros altos, fallas en el contador, no recibe factura), los cuales de forma agrupada significan un 35% de los reclamos de los usuarios.

2.1.8. Precisión de la medición del consumo de energía

Actualmente los distribuidores de energía eléctrica que prestan el servicio en el territorio guatemalteco tienen la responsabilidad de garantizar la calidad con que se efectúa la medición del consumo de energía eléctrica a sus usuarios. La medición de energía eléctrica se lleva a cabo mediante el uso de un medidor de consumo eléctrico o contador eléctrico el cual es propiedad de la empresa distribuidora de energía.

La actividad de verificación de medidores se realiza mediante un muestreo estadístico definido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, el cual se encuentra en función de la cantidad de usuarios que tenga cada distribuidora. A continuación se muestra la cantidad de lotes y medidores verificados, por distribuidora, hasta el primer semestre de 2013.

Gráfica 19. Cantidad de medidores a verificar cada mes



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Actualmente la actividad de verificación del equipo de medición de energía eléctrica es efectuada por las tres distribuidoras más grandes del país como lo son EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

Al final del primer semestre de 2013 se habrían verificado muestralmente un total de 10,810 medidores de energía eléctrica que corresponden a un total de 904,010 usuarios.

2.1.9. Notificación de interrupciones programadas

Las interrupciones programadas por parte de la distribuidora, deben hacerse del conocimiento de los usuarios por medio de la respectiva publicación en un diario de mayor circulación y por los medios más directos hacia el usuario, al alcance del distribuidor.

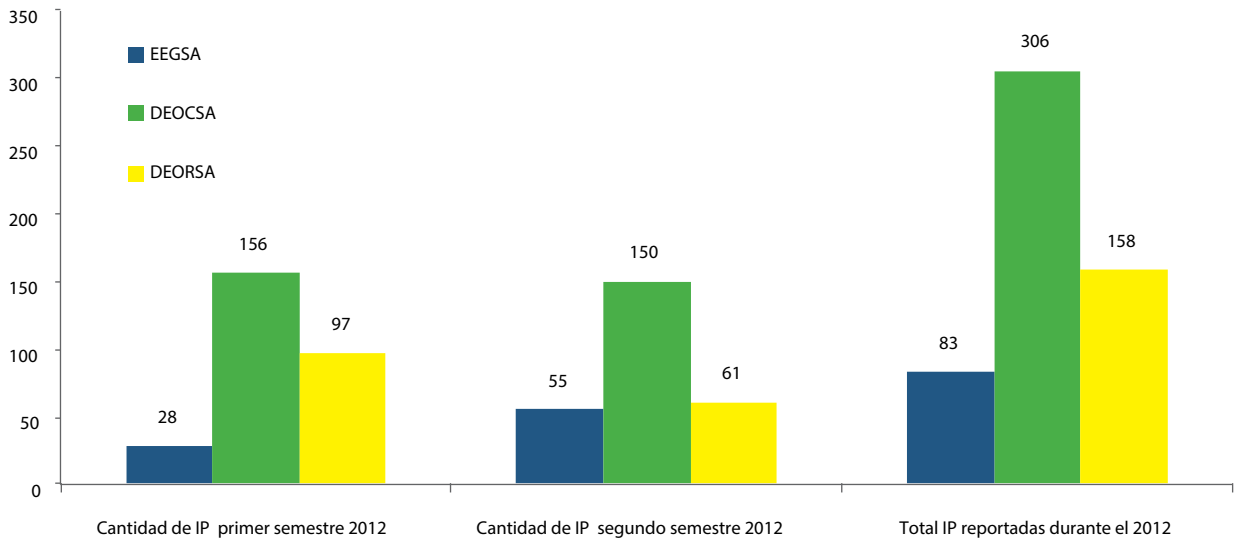
A continuación se presenta el detalle de interrupciones programadas reportadas por EEGSA, DEOCSA y DEORSA durante el primer y segundo semestre de 2012.

Tabla 4. Interrupciones programadas reportadas por EE, DC y DR para el año 2012.

Distribuidora	Cantidad de IP primer semestre 2012	Cantidad de IP segundo semestre 2012	Total IP reportadas durante el 2012
EEGSA	28	55	83
DEOCSA	156	150	306
DEORSA	97	61	158

Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Gráfica 20. Interrupciones programadas reportadas por EE, DC y DR para el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se observa el detalle del número de interrupciones programadas reportadas por cada una de las tres grandes distribuidoras del país.

Para el caso de DEOCSA y DEORSA se observa que durante el primer semestre de 2012 se presenta una mayor cantidad de interrupciones programadas reportadas.

En relación con EEGSA se observa un incremento en las interrupciones programadas reportadas para el segundo semestre de 2012.

2.1.10. Mapas de calidad - reclamos

La calidad del servicio comercial del distribuidor se refiere al cumplimiento global de las obligaciones que la Ley General de Electricidad asigna a los distribuidores de energía eléctrica.

Los mapas graficados son los índices de calidad del servicio comercial del distribuidor, porcentaje de reclamos o quejas y el tiempo promedio de procesamiento de reclamos o quejas.

Los indicadores se ven disminuidos en las áreas de gestión diferenciada donde los distribuidores tienen obstáculos a las actividades del ciclo comercial.

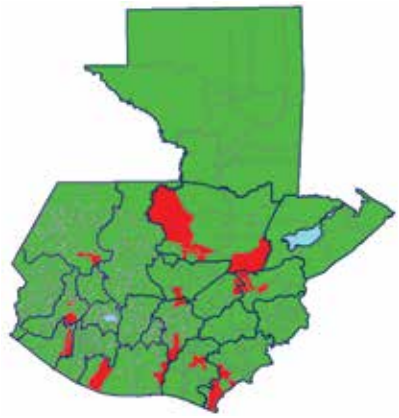
Tolerancias graficadas:

Paleta:

% R	TPPR
0%	0
0.01 - 5.00 %	0.1 - 10.00
5.01 - 50.00 %	10.01 - 50.00
50.01 - 100 %	50.00 - 100.00

Gráfica 21. R % globales primer semestre 2012

Gráfica 22. R % globales segundo semestre 2012



Gráfica 23. TPPR global primer semestre 2012

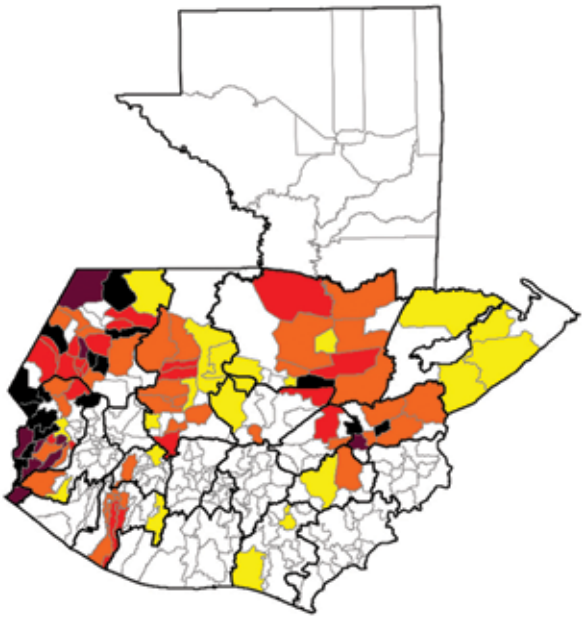
Gráfica 24. TPPR global segundo semestre 2012

Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

2.1.11. Identificación de comunidades conflictivas, según DEOCSA y DEORSA

Las distribuidoras DEOCSA y DEORSA, remitieron a la CNEE la identificación de comunidades que realizan acciones que perjudican la prestación del servicio en las mismas, afectando el ciclo comercial o limitación de movilidad de personal de las distribuidoras. Se han iniciado acciones para corroborar lo reportado por los distribuidores en cuanto a las comunidades reportadas.

Gráfica 25. Comunidades conflictivas según DEOCSA y DEORSA



Usuarios en comunidades conflictivas	Rango
0%	
0.1%-5%	
5.01%-30%	
30.01%-60%	
60.01%-90%	
90.01%-100%	

Fuente: Elaboración CNEE, con reporte presentado a la CNEE por parte de DEOCSA y DEORSA.

En el mapa, se muestran los municipios que poseen comunidades en conflicto, aplicándoles una paleta de colores que representa el porcentaje de los usuarios de dichas comunidades comparado con la totalidad de usuarios de cada municipio. DEOCSA y DEORSA indican que en los municipios de la gráfica anterior los pobladores no les permiten realizar actividades relacionadas con la distribución de energía eléctrica. Se puede observar que existen municipios que presentan un porcentaje alto de usuarios en dichas comunidades.

Los mapas de calidad de reclamos presentados en las gráficas 21 a 24, se encuentran afectados directamente por las áreas de conflictividad.

Para abordar esta problemática, DEOCSA y DEORSA reportan que han desarrollado una estrategia que incorpora el desarrollo de acciones comerciales, las cuales son acompañadas por trabajo comunitario y acciones jurídicas que actúan de forma coordinada para facilitar los medios de negociación y normalización de las comunidades que presentan alguna problemática para el desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

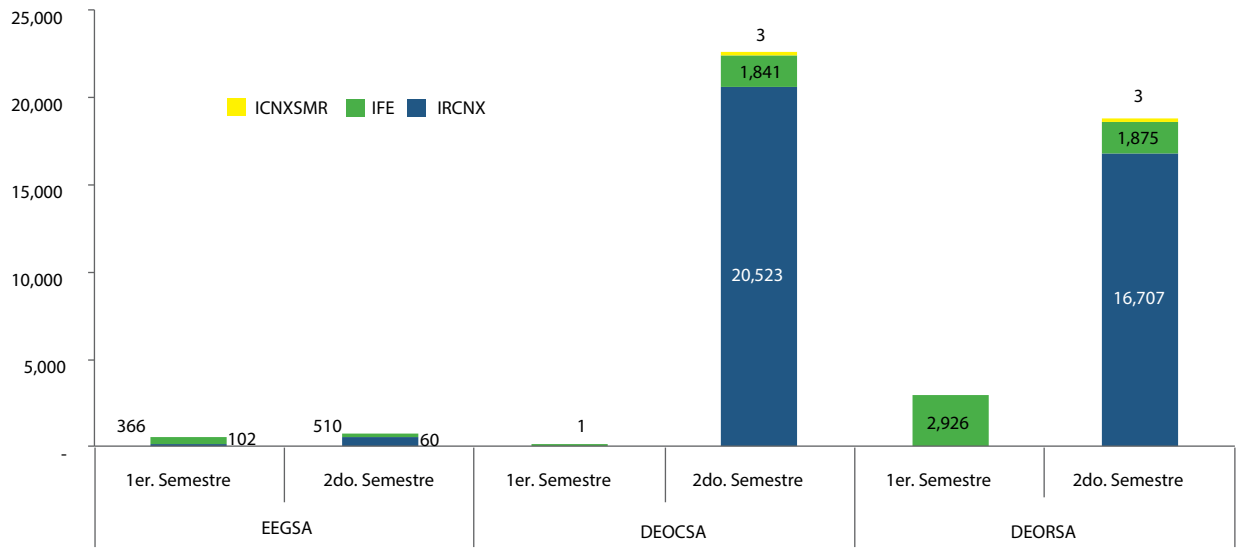
La gráfica de comunidades conflictivas no incluye información del área central atendida por EEGSA.

2.1.12. Indemnizaciones por temas de Calidad Comercial

La transgresión a la tolerancia de los indicadores individuales (Conexiones nuevas sin modificación de red, Conexiones nuevas con modificación de red, reconexiones y facturación errónea) genera una indemnización a los usuarios afectados según lo establecido en el Artículo 71 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, para ello la CNEE efectúa procesos indemnizatorios donde se ordena a los distribuidores la acreditación de los montos a indemnizar, a continuación los montos solicitados y pagados por concepto de indemnizaciones:

Según datos reportados por los distribuidores de energía eléctrica en la tabla indemnizaciones, indican que las acreditaciones en el 2012, beneficiaron a una cantidad grande de usuarios, a continuación el detalle.

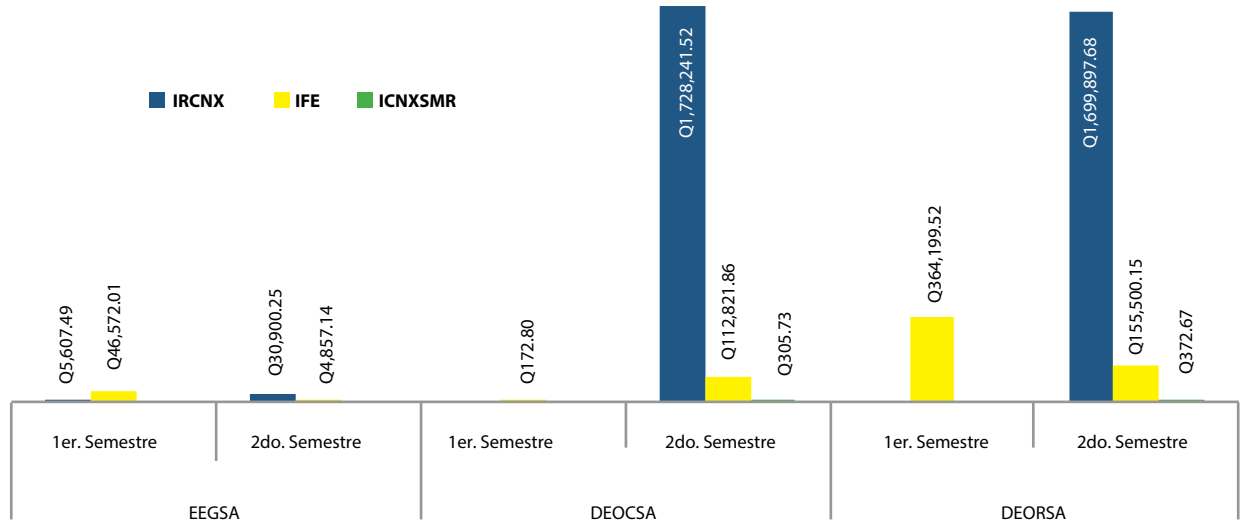
Gráfica 26. Acreditación de indemnizaciones comerciales a usuarios



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Se observa que para el segundo semestre de 2012 se ha incrementado el número de usuarios beneficiados con la acreditación de indemnizaciones y el motivo por el cual se ha realizado la mayor cantidad es el de reconexiones fuera de plazo, DEOCSA reporta 20,523 y DEORSA 16,707 usuarios beneficiados.

Gráfica 27. Montos indemnizados por proceso de fiscalización.



Fuente: Elaboración CNEE, con datos de los distribuidores.

Las acreditaciones efectuadas en los procesos de fiscalización suman un total de ochocientos ochenta y cinco mil ochocientos cincuenta y seis quetzales con setenta y tres centavos (Q 885,856.73). Y como se observa en la gráfica fue en el año 2011 donde se efectuaron acreditaciones mayores por un total de seiscientos cincuenta mil seiscientos diecinueve quetzales con cuarenta centavos. (Q 650,619.40), en lo que va del año 2012 ya se han acreditado doscientos un mil doscientos noventa y siete quetzales con trece centavos (Q 201,297.13).

2.2. PRODUCTO Y SERVICIO TÉCNICO

En las normas NTSD se establecen los estándares de calidad que deben cumplir los distribuidores. La Calidad del Servicio Técnico se evalúa en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios. Para tal efecto se consideran todas aquellas interrupciones que tengan una duración mayor de tres minutos.

La Calidad del producto técnico suministrado por el distribuidor es evaluada mediante el sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución, realizado por el propio distribuidor y supervisado por la Comisión para identificar las transgresiones a las tolerancias permitidas respecto de los parámetros establecidos para: regulación de tensión, desbalance de tensión en servicios trifásicos, distorsión armónica y flícker. Ante los incumplimientos a la normativa vigente los distribuidores deberán reconocer la indemnización que corresponda al usuario afectado, de acuerdo al procedimiento establecido en el marco legal vigente.

2.2.1. Calidad de producto técnico de distribución

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene dentro de sus funciones y obligaciones velar por el cumplimiento de las tolerancias de calidad del servicio de energía eléctrica; evalúa la calidad del producto suministrado por el distribuidor a los usuarios finales de la República de Guatemala.

La regulación de tensión, se relaciona con parámetros que afectan el funcionamiento de los equipos eléctricos de los usuarios, o perturbaciones y efectos que pueden perjudicar el desempeño de 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. Se realizó para efectos gráficos la clasificación de la información, la cual agrupa la cantidad o resultados de los parámetros por región.

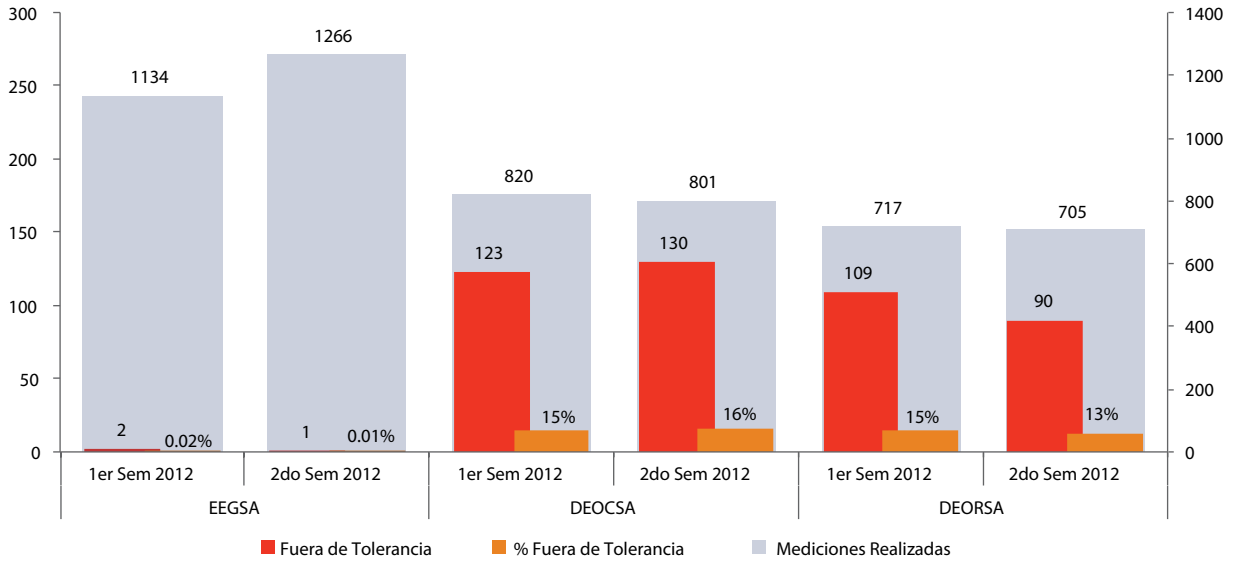
2.2.1.1. Regulación de tensión

El control para la regulación de tensión se realiza por medio del sistema de medición y control de la calidad del servicio de energía eléctrica, mediante la ejecución de mediciones monofásicas o trifásicas, las cuales son sorteadas por la CNEE mensualmente, según el nivel de tensión de los usuarios.

Para realizar el cálculo del índice de calidad de regulación de tensión se utiliza la siguiente fórmula

$$\Delta VK\ (\%) = \frac{(|(Vk - Vn|)}{Vn} \times 100$$

Gráfica 28. Mediciones Calidad de Producto Técnico –Regulación de Tensión– por distribuidora 2012



Fuente: Elaboración CNEE con datos del distribuidor.

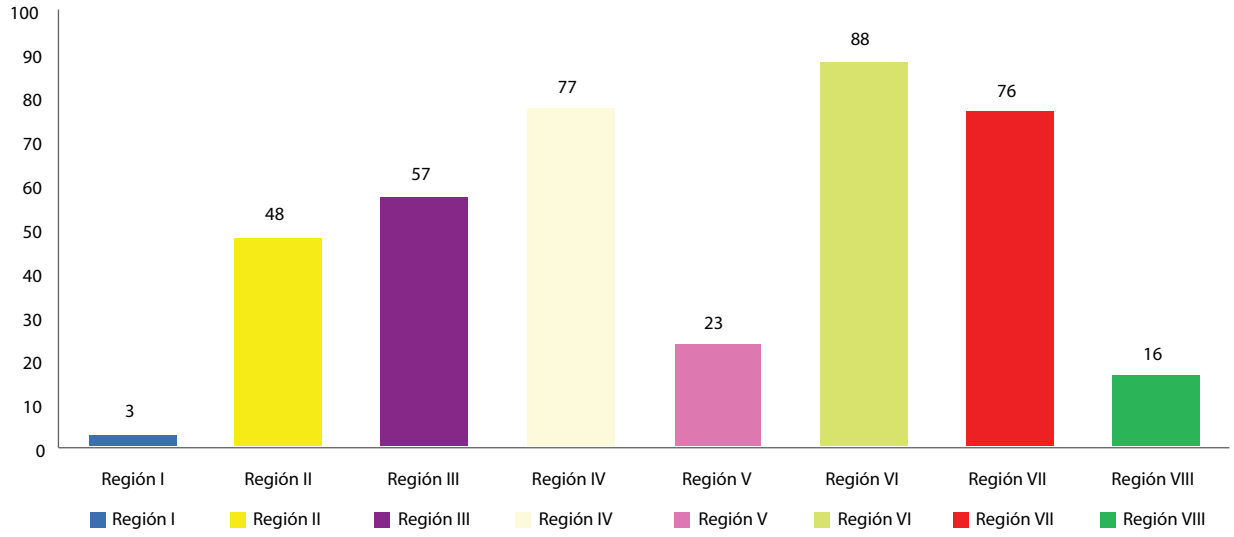
En la gráfica se muestra el número de mediciones de calidad de producto que realizaron mensualmente los distribuidores (EEGSA, DEOCSA y DEORSA), el número de mediciones depende de la cantidad de circuitos que cada distribuidora posee. Se denota que EEGSA es el distribuidor que ha realizado más mediciones de calidad de producto técnico, lo anterior se debe a que actualmente posee más circuitos de distribución, asimismo realiza mediciones en todos los puntos obligatorios y adicionales remitidos por CNEE.

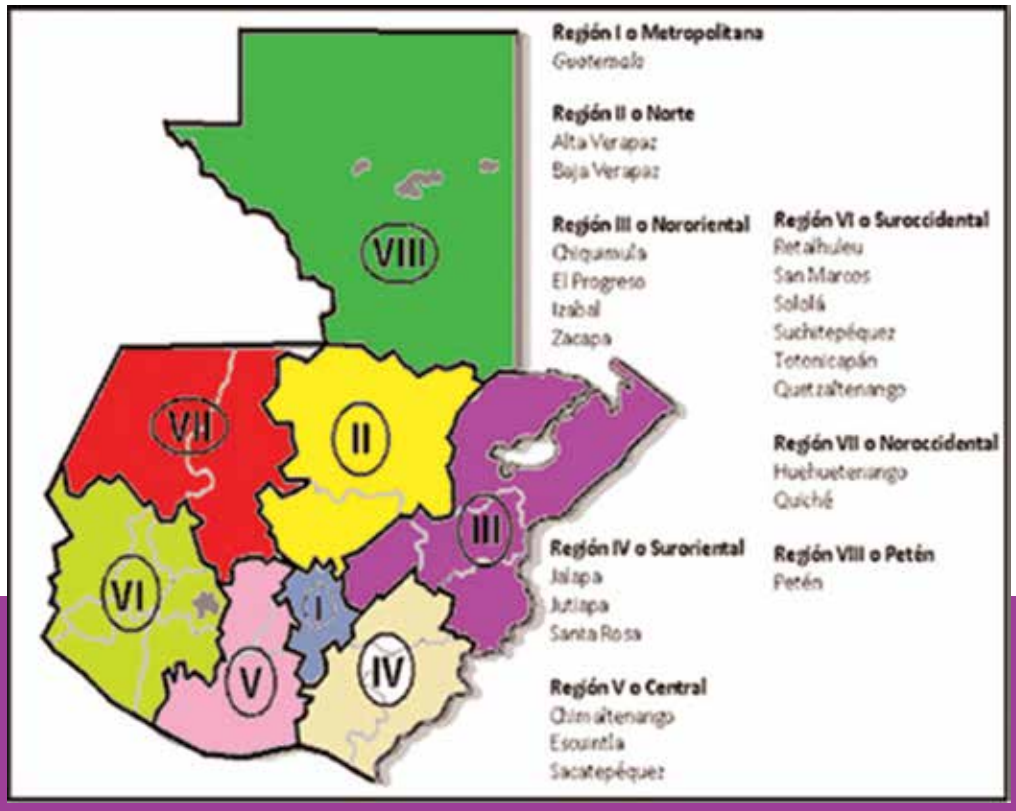
En color rojo se presenta el detalle de las mediciones de calidad de producto que resultaron fuera de tolerancia en el parámetro de regulación de tensión durante el año 2012 para los distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA, y en naranja el porcentaje que representan.

En el monitoreo de la evaluación de la Calidad de Producto Técnico del servicio de distribución, puede observarse que la región I, ha presentado menor número de mediciones que transgreden las tolerancias de Regulación de Tensión, las regiones restantes presentan la mayoría de mediciones con transgresiones a la tolerancia de regulación de tensión.

Los procesos de indemnización correspondientes a las transgresiones de calidad de producto técnico se encuentran en gestión.

Gráfica 29. Total de Mediciones Fuera de Tolerancia durante el año 2012 - Regulación de Tensión





Fuente: Elaboración CNEE con datos del distribuidor.

En la gráfica anterior se aprecia el total de las mediciones de calidad de producto que resultaron fuera de tolerancia del parámetro de regulación de tensión en la República de Guatemala, durante el año 2012. Se considera que una medición efectuada en períodos anteriores continúa con mala calidad hasta que sea demostrado por medio de una nueva medición que el servicio está dentro de tolerancias establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. Actualmente la CNEE está en el proceso de verificación de la mejora de las mediciones que se han encontrado fuera de tolerancia, además se está gestionando ante los distribuidores los controles necesarios para mejorar la calidad de producto técnico.

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. 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.

La CNEE ha requerido a las distribuidoras DEOCSA y DEORSA, la corrección de los puntos históricos que han presentado transgresión a las tolerancias de calidad de producto técnico, obteniendo un plan que será realizado en el transcurso de 2013.

2.2.2. Calidad de servicio técnico de distribución

La CNEE como parte de sus funciones efectúa el monitoreo constante de los indicadores de la Calidad, la normativa establece que la Calidad de Servicio Técnico debe evaluarse en periodos semestrales continuos; previo a efectuar la evaluación de la calidad del servicio la CNEE debe efectuar la calificación de los casos de fuerza mayor que sean invocados dentro del semestre por los distribuidores, al final del semestre los casos que no son considerados como causas de fuerza mayor deben incluirse dentro del cálculo de indicadores, en este sentido es importante mencionar que la CNEE ha encauzado recursos y esfuerzos a efecto de notificar el resultado de la calificación de fuerza mayor en periodos considerablemente cortos, para proceder posteriormente a realizar el cálculo de los indicadores de la Calidad de Servicio Técnico.

La calidad de servicio técnico se evalúa en función de las interrupciones considerando cantidad de interrupciones, tiempo de interrupciones y kVA afectados, la normativa guatemalteca establece que dicha calidad debe medirse por medio de los indicadores individuales y globales.

Para el presente informe estadístico se efectuó una agrupación de la información a efecto de presentar en forma visual los valores promedio de los indicadores individuales de calidad de servicio técnico por municipio, con el objetivo de presentar de una forma gráfica el cumplimiento al marco regulatorio en los aspectos de calidad de servicio técnico durante el año 2012. Los procesos relacionados con las indemnizaciones por dichas transgresiones a las tolerancias de los indicadores globales e individuales se encuentran actualmente en gestión.

2.2.2.1. Indicadores de la calidad de servicio técnico individuales

Los indicadores de la calidad de servicio técnico evalúan la continuidad del servicio de energía eléctrica que el distribuidor brinda a los usuarios, midiendo los siguientes parámetros: frecuencia media de interrupciones, tiempo total de interrupción y la energía no suministrada.

El cálculo de los indicadores individuales se realiza atendiendo lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. El cálculo de la Frecuencia de Interrupciones por usuario –FIU– se realiza con la siguiente fórmula:

$$FIU=\sum Ij$$

El cálculo del Tiempo de Interrupción por Usuario –TIU– se efectúa con la siguiente fórmula:

$$TIU=\sum Tfsuj$$

2.2.2.2. Indicadores de la calidad de servicio técnico globales

La normativa actual establece que adicional al cumplimiento de los indicadores individuales los distribuidores deberán cumplir también con indicadores globales, los cuales representan la confiabilidad de la red de los distribuidores, los mismos se calculan tomando en consideración la potencia afectada por cada interrupción (KVA) en cantidad y duración, tanto para redes urbanas y rurales. Los indicadores globales evalúan la gestión de la red del distribuidor y cómo minimizar los efectos ante una falla, si la coordinación de protecciones no es correcta pueden afectarse muchos más usuarios de los que normalmente se afectarían con una gestión eficiente.

Los indicadores globales se calculan utilizando las siguientes fórmulas:

Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

Representa la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \frac{(\sum j\ Qkfsj)}{Qki}$$

Donde:

∑j: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.
Qkfsj: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.
Qki: Cantidad de kVA instalados.

Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK).

Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$TTIK = \frac{(\sum j\ Qkfsj*Tfsj)}{Qki}$$

Donde:

∑j: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.
Qkfsj: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.
Qki: Cantidad de kVA instalados
Tfsj: Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

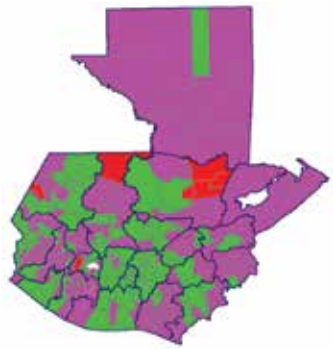
La CNEE como parte de sus procesos ha efectuado semestralmente el cálculo de dicho indicador, debido a la complejidad de presentar dichos valores de forma gráfica, para el presente informe no se incluye información relacionada con dichos indicadores.

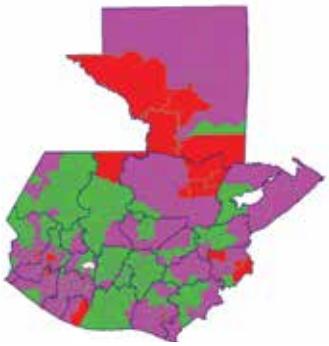
2.2.2.3. Mapas de calidad de servicio técnico

Los mapas de calidad representan el promedio de los parámetros Frecuencia de Interrupciones por Usuario (Cantidad de Interrupciones) y Tiempo de Interrupción por Usuario (Horas), registrados en los distintos municipios de la República de Guatemala. La información base utilizada para los mapas de calidad es la presentada de forma mensual por los distribuidores.

Se efectuó la agrupación por municipio, debido a que los indicadores individuales se calculan para la totalidad de usuarios y para efectos gráficos es consistente observar el valor promedio de dichos indicadores a efecto de obtener una tendencia en el comportamiento de la calidad de servicio técnico prestada por los distribuidores. Los colores presentados en los mapas representan el promedio de los indicadores analizados, para efectos gráficos se analizó la información utilizando la mayor desagregación posible, lograda en el detalle por municipio. Los mapas consideran únicamente interrupciones atribuidas a los Sistemas de Distribución, luego del descuento de los casos de fuerza mayor resueltos como aprobados por la CNEE, los mismos no consideran interrupciones de larga duración, ya que se evalúan de una forma separada de los indicadores presentados.

Gráfica 30. Gráficas de valores individuales promedio Frecuencia de Interrupciones por Usuario (Cantidad de Interrupciones) –FIU– en el área urbana y rural

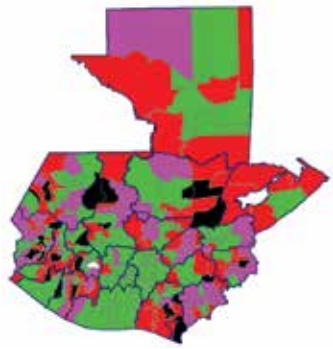
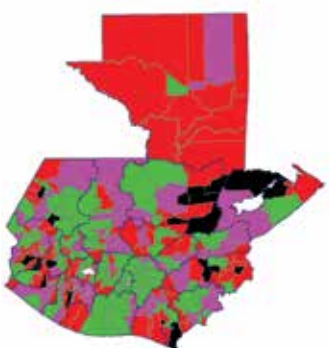
Parámetro Analizado	Primer Semestre 2012 VERANO	Segundo Semestre 2012 INVIERNO
FIU Urbano 0 0.01 - 6.00 6.01 - 20.00 20.01 - 50.00 50.01 - MAYOR		

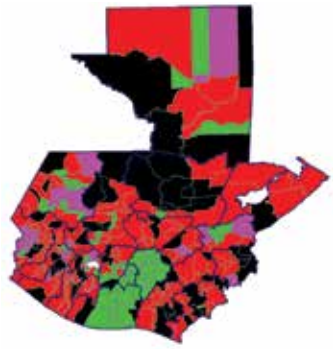
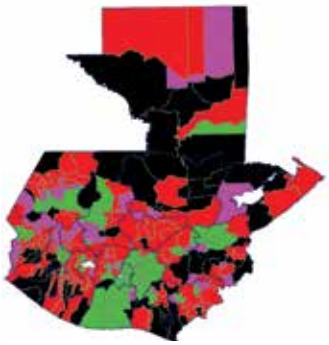
Parámetro Analizado	Primer Semestre 2012 VERANO	Segundo Semestre 2012 INVIERNO
FIU Rural 0 0.01 - 8.00 8.01 - 20.00 20.01 - 50.00 50.01- MAYOR		

Fuente: Elaboración CNEE con datos del distribuidor.

En los mapas se observa que las regiones de Oriente y Occidente son las más afectadas por la cantidad de interrupciones, se observa que los usuarios en áreas rurales percibieron un servicio de calidad que transgredió las tolerancias, se observa que los usuarios de la zona central fueron menos afectados por las interrupciones teniendo en promedio menos de ocho interrupciones, en los mapas se observa que los departamentos de Petén, Quiché, Alta Verapaz, Izabal y Santa Rosa fueron los que sufrieron una cantidad considerable de interrupciones durante el primer y segundo semestre de 2012. Se observa que la zona central presentó una leve mejora en las condiciones de suministro que brindan las distintas distribuidoras, se puede observar que el área de Petén se ve afectada de igual forma por la cantidad de interrupciones así como por la duración de las mismas.

Gráfica 31. Gráficas de valores individuales promedio de tiempo de interrupción por usuario (Horas Fuera de Servicio) –TIU– en el área urbana y rural

Parámetro Analizado	Primer Semestre 2012 VERANO	Segundo Semestre 2012 INVIERNO
TIU Urbano 0 0.01 - 12.00 12.01 - 20.00 20.01 - 50.00 50.01- MAYOR		

Parámetro Analizado	Primer Semestre 2012 VERANO	Segundo Semestre 2012 INVIERNO
TIU Rural 0 0.01 - 14.00 14.01 - 20.00 20.01 - 50.00 50.01-MAYOR		

Fuente: Elaboración CNEE con datos del distribuidor.

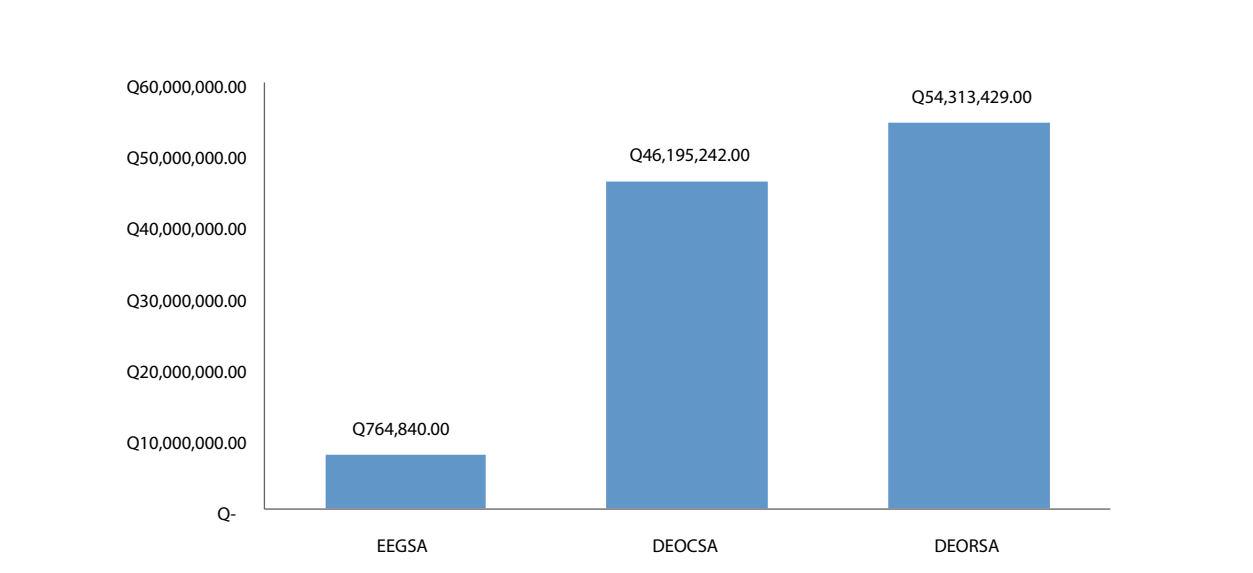
Se observa la comparación de los valores promedio de los indicadores individuales en el área urbana y rural, relacionados con el tiempo de interrupción semestral por usuario, se observa que en la región central existe una tendencia similar a la del indicador FIU, es decir en promedio los usuarios perciben una calidad dentro de la tolerancia, aunque existen regiones que aún son afectadas por la mala calidad, se observa que para dicha región en promedio el tiempo de interrupción por usuario no superó las 14 horas al semestre, para usuarios rurales se observa que los valores promedió están muy por encima de la tolerancia (colores rojo y negro). Los gráficos dan a conocer que el área rural se ve afectada de manera considerable por la duración de las interrupciones, llegando a percibir en promedio más de 50 horas al semestre sin energía eléctrica.

La relación del mapa promedio de cantidad de interrupciones (Promedio FIU) por municipio, comparado con el tiempo promedio de interrupciones por municipio (Promedio TIU), da a conocer que es más relevante el tiempo de duración de las interrupciones, en comparación con la cantidad de las mismas. Lo anterior significa que los usuarios están siendo afectados de mayor forma por la duración de las interrupciones que por la cantidad de las mismas.

2.2.2.4. Indemnizaciones de calidad de servicio técnico

Como parte de la fiscalización de indicadores de calidad de servicio del año 2012, la CNEE resolvió los montos de indemnización correspondientes, para las tres grandes distribuidoras de Guatemala –EEGSA, DEOCSA y DEORSA– sumando un total de Q. 101,273,510.04, es importante resaltar que el cálculo de dichos resultados es producto de la gestión eficiente efectuada por la CNEE. La acreditación a los usuarios de dichos montos de indemnización está sujeta a la resolución de los procesos legales y jurídicos interpuestos por algunos de los distribuidores.

Gráfica 32. Monto por distribuidora de las indemnizaciones de Calidad de Servicio Técnico para el año 2012



Fuente: Elaboración de CNEE.

La mayoría de estos montos corresponden a usuarios del interior de la República, para los cuales los distribuidores transgredieron las tolerancias de los indicadores de calidad de servicio técnico establecidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, la distribución de dichos montos está relacionada con la calidad presentada mediante los mapas del apartado 2.2.2.3, la Comisión como parte de sus funciones continuará con el seguimiento de los procesos correspondientes a efecto que los montos sean acreditados a los usuarios afectados, luego de la resolución de las acciones legales que correspondan.

2.2.3. Calidad de producto técnico de transporte

El control de la Calidad de Producto Técnico se encuentra establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), en las cuales se definen los índices de referencia, para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte, 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.

2.2.3.1. Regulación de tensión

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 Transportista debe efectuar mediciones durante el período mensual, de acuerdo con un intervalo de cada 15 minutos, de los niveles de tensión de cada uno de los puntos de conexión de sus sistema de transporte con cada uno de los participantes.

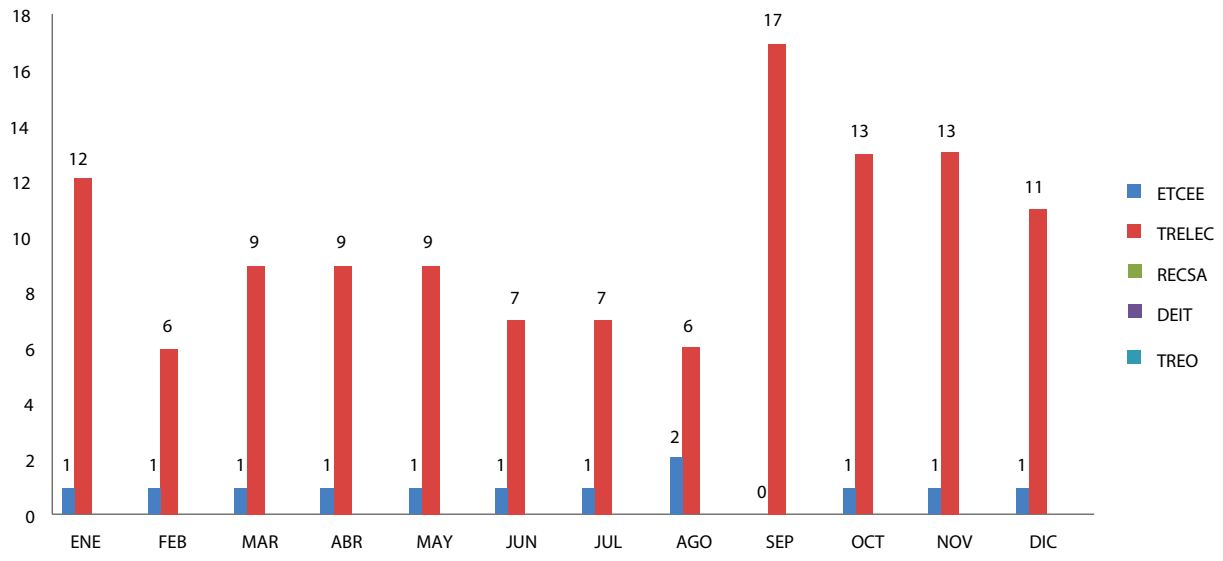
El detalle de la cantidad de puntos de medición de Regulación de Tensión para el año 2012, remitidos de forma mensual por cada transportista, es el siguiente:

Tabla 5. Puntos de medición de regulación de tensión para el año 2012

TRELEC	165 puntos de medición
ETCEE	144 puntos de medición
RECSA	06 puntos de medición
DEIT	08 puntos de medición
TREO	01 punto de medición

Fuente: Elaboración de CNEE.

Gráfica 33. Puntos fuera de tolerancia –regulación de tensión– por transportista año 2012



Fuente: Elaboración CNEE con datos del AMM.

En la gráfica anterior, se puede observar el comportamiento de los puntos fuera de tolerancia a lo largo del año 2012, septiembre es el mes que presentó menor número de puntos fuera de tolerancia.

En el caso de TRELEC, realiza mediciones de Regulación de Tensión en todos los circuitos o salidas de media tensión conectado a sus instalaciones; por el contrario ETCEE, RECSA y DEIT miden únicamente en los puntos de conexión de sus instalaciones con otros participantes (distribuidores, generadores y grandes usuarios), lo cual significa en el caso de ETCEE, que remite información agrupada de circuitos de distribución conectados a sus instalaciones, disminuyendo la cantidad de puntos a medir.

2.2.4. Calidad del servicio técnico de transporte

El control de la Calidad de Servicio Técnico de Transporte es efectuado en períodos anuales continuos en lo referente al Número de Salidas o Indisponibilidad Forzada y Duración total de la Indisponibilidad Forzada, para el caso de indisponibilidades programadas el período de control será mensual. Dentro del proceso para realizar este control la CNEE debe realizar la calificación de los casos que los distribuidores invoquen como causas de fuerza mayor, para proceder posteriormente a realizar el cálculo de los indicadores de la Calidad de Servicio Técnico.

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 a la CNEE de acuerdo a lo establecido en las NTCSTS, con la finalidad de establecer si la calidad del servicio técnico se encuentra dentro de las tolerancias establecidas para los índices de Calidad; las tolerancias a las indisponibilidades para cada una de las líneas de transmisión depende de la categoría y nivel de tensión.

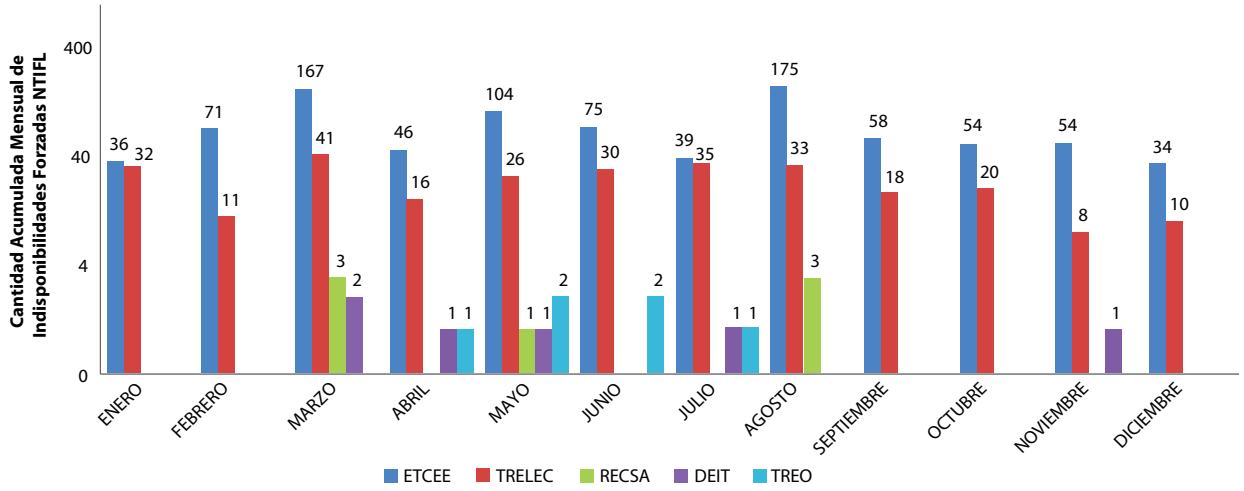
La resolución de los montos por transgresión a las tolerancias para indicadores de Servicio Técnico de Transmisión, está sujeta a la resolución de los recursos interpuestos por algunos agentes a la Resolución CNEE-222-2011, que establece los coeficientes de sanciones a aplicar por transgresión a las tolerancias de calidad de servicio.

2.2.4.1. Número de 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.

Para el año 2012 se efectuó el monitoreo de las Indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión, durante el año 2012 se reportó un total de 1,212 indisponibilidades forzadas para todos los transportistas, 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. Se observa que los meses de marzo y agosto del año 2012, que presentaron los mayores registros de incidencias en el sistema de transporte.

Gráfica 34. Indisponibilidades forzadas por transportista 2012



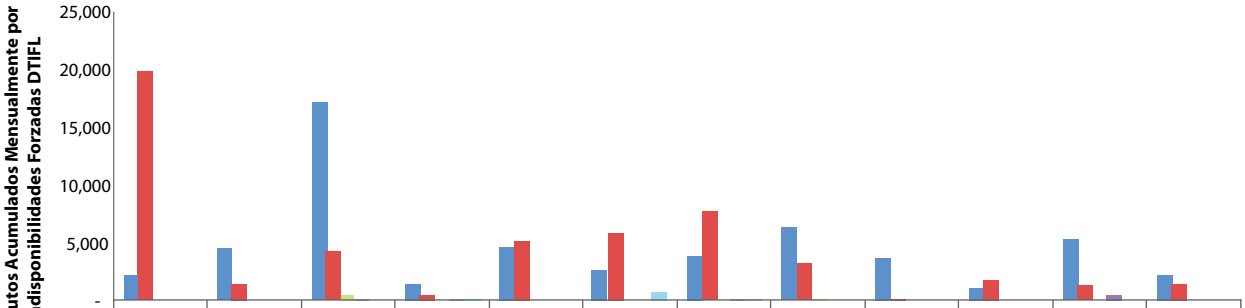
Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM.

La gráfica presenta una escala logarítmica para obtener una mejor visualización y apreciación de la gestión de los transportistas con menor número de indisponibilidades forzadas.

2.2.4.2. Duración de indisponibilidades forzadas

Se efectuó el análisis mensual de la duración de las indisponibilidades forzadas, en la cual se puede observar que para el mes de enero de 2012, TRELEC presentó una duración considerable en las indisponibilidades forzadas, para el mes de marzo ETCEE presentó una duración por encima del comportamiento de los demás meses del año 2012, para los demás meses en gestión se puede observar que la duración de las indisponibilidades forzadas sufrió un decremento considerable, observándose una tendencia casi estable en la duración de las indisponibilidades forzadas.

Gráfica 35. Duración de indisponibilidades forzadas por transportista 2012



	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ETCEE	2,258	4,570	17,165	1,618	4,643	2,723	3,855	6,296	3,638	1,117	5,289	2,160
TRELEC	19,813	1,472	4,264	419	5,202	5,816	7,769	3,256	58	1,864	1,363	1,244
RECSA	-	-	517	-	7	-	-	95	-	-	-	-
DEIT	-	-	166	52	42	-	135	-	-	-	612	-
TREO	-	-	-	11	32	766	127	-	-	-	-	-

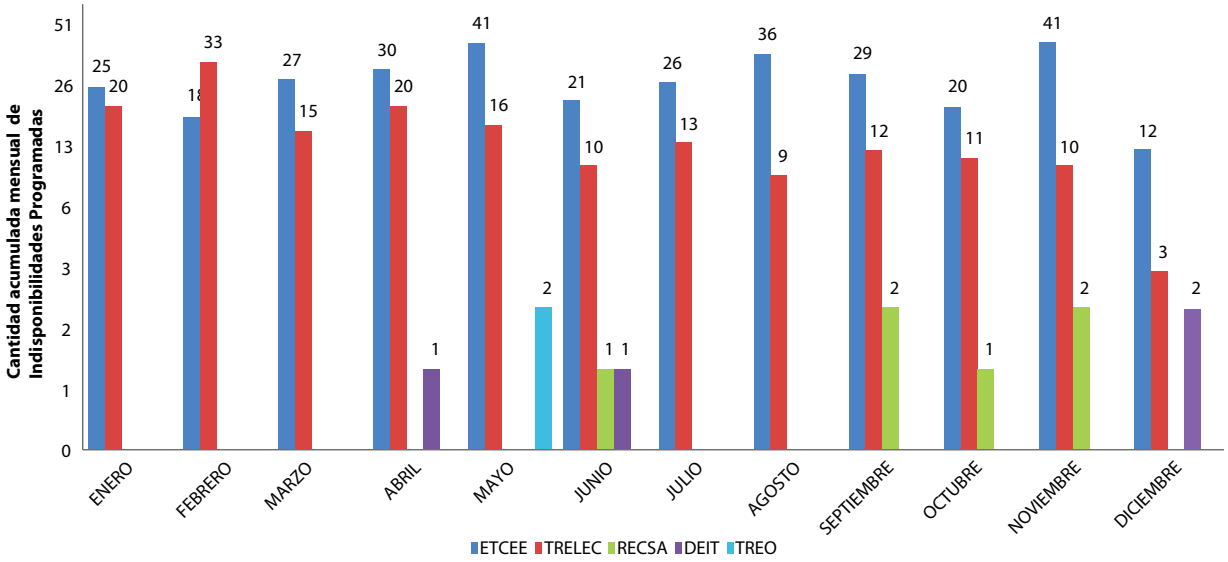
Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM.

2.2.4.3. Número de 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 sea considerada 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 36. Número de Indisponibilidades Programadas por Transportista 2012



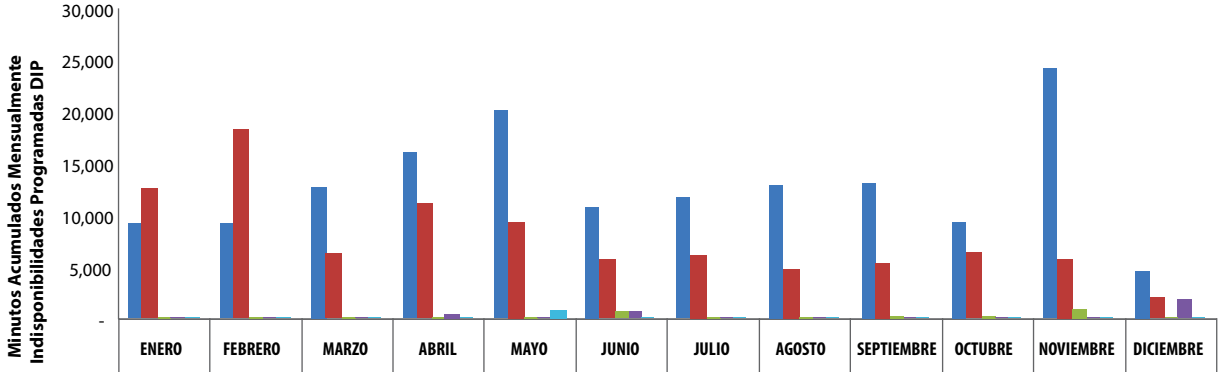
Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM.

Los resultados presentados previamente muestran que los agentes transportistas han efectuado acciones de mantenimiento en sus instalaciones, se observa que la transportista ETCEE registra el mayor número de mantenimientos, lo anterior está relacionado directamente con la cantidad de kilómetros de líneas propiedad de la transportista.

2.2.4.4. Duración de indisponibilidades programadas

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, es importante que las transportistas gestionen de forma eficiente el tiempo utilizado para los mantenimientos programados.

Gráfica 37. Duración de indisponibilidades programadas por transportista 2012



	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ETCEE	9,184	9,083	12,770	16,095	19,992	10,711	11,595	12,787	13,019	9,272	24,170	4,490
TRELEC	12,494	18,272	6,377	11,126	9,378	5,473	6,176	4,655	5,417	6,261	5,723	1,905
RECSA	-	-	-	-	-	634	-	-	196	249	1,055	-
DEIT	-	-	-	327	-	674	-	-	-	-	-	1,808
TREO	-	-	-	-	1,009	-	-	-	-	-	-	-

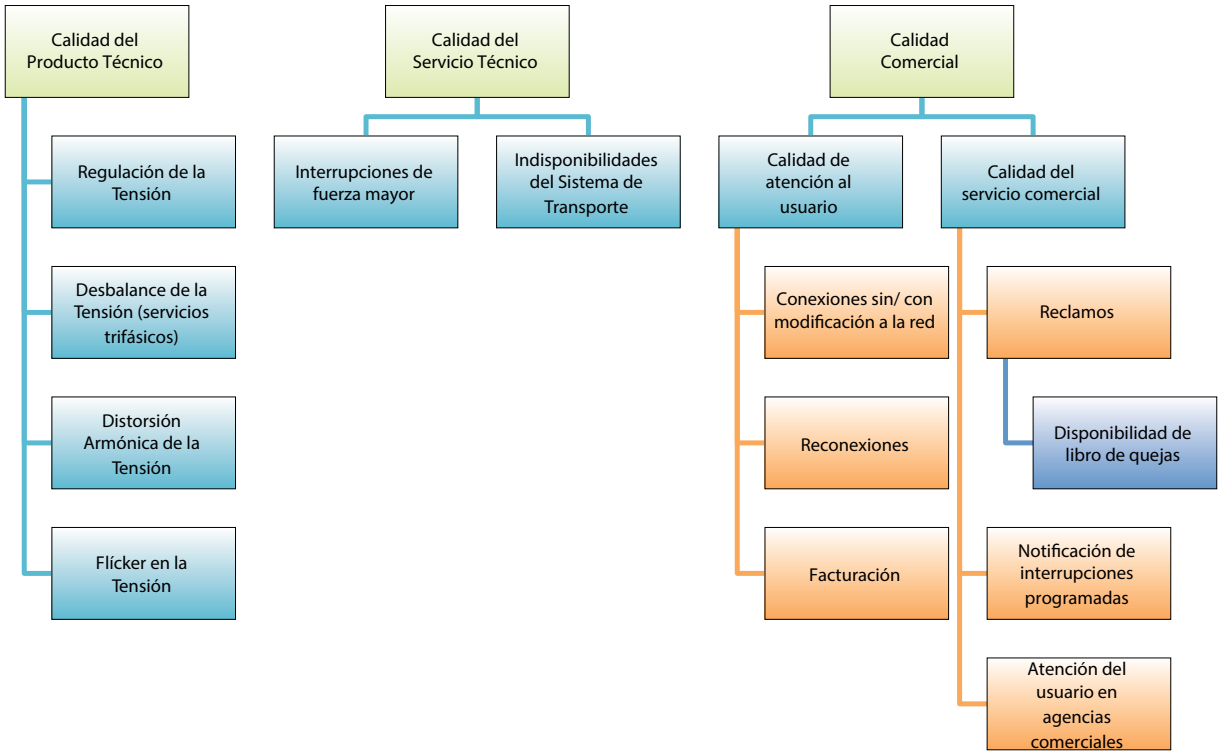
Fuente: Elaboración CNEE con datos de Transportistas y el AMM.

Los resultados presentados en la gráfica muestran que ETCEE es el transportista que ha registrado el mayor acumulado de minutos de duración de indisponibilidades programadas durante los meses del año 2012, en consistencia con la representatividad de sus redes en el S.N.I.

3. Fiscalización
DE LA CALIDAD DE SERVICIO

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad, la Comisión además de emitir las normas técnicas relacionadas con el subsector, debe fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas. La CNEE realiza las inspecciones físicas y de campo para establecer las condiciones dentro de las cuales se presta el servicio de energía eléctrica. En el esquema siguiente pueden apreciarse los aspectos fiscalizados por la Comisión.

Gráfica 38. Esquema de fiscalización



La CNEE está facultada para fiscalizar el cumplimiento de los niveles de calidad del servicio, pudiendo auditar cualquier etapa del proceso de determinación de indicadores y los procedimientos utilizados por los Distribuidores. Dentro de la fiscalización realizada por CNEE, se encuentran las auditorías a los sistemas que generan la información regulatoria de calidad de servicio remitida a la CNEE.

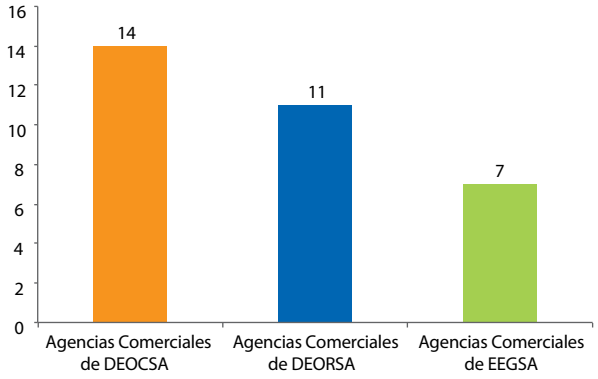
3.1. FISCALIZACIÓN DE CALIDAD COMERCIAL

La CNEE efectuó diversas actividades durante 2012, para fiscalizar la calidad comercial prestada por las distribuidoras, a continuación se presentan las actividades más relevantes efectuadas.

3.1.1. Supervisión de agencias comerciales

La CNEE, verifica la calidad de atención a los usuarios y el funcionamiento de los procesos que han sido establecidos por los distribuidores para las Gestiones Comerciales, visitando agencias instaladas en el área de cobertura de EEGSA, DEOCSA y DEORSA. Verificando libro de quejas, áreas de cobertura, atención a usuarios, procedimientos y conocimientos normativos del personal de los distribuidores que atienden solicitudes, reclamaciones, variantes de la red, cambios de nombre de servicio, aumentos de voltaje, actualización de potencia, bajas de servicio, pagos mensuales y pagos parciales, así como las condiciones en que son atendidos, y las instituciones con las que se ha concertado la atención de usuarios.

Gráfica 39. Agencias supervisadas por distribuidor en el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

Se visitaron 32 agencias en el año 2012, que corresponden a los datos siguientes: EEGSA 7, DEOCSA 14 y DEORSA 11, dicha actividad se realiza en cumplimiento al plan de supervisión en campo. A continuación el detalle de las agencia visitadas.

Tabla 6. Agencias comerciales visitadas del área de cobertura de EEGSA en el año 2012

No.	Agencias Comerciales de EEGSA	Tipo de Agencia
1	Agencia Puerto de San José	Propia
2	Agencia Escuintla	Propia
3	Agencia Antigua	Propia
4	Agencia Amatitlán	Propia
5	Agencia Villa Nueva	Propia
6	Agencia Mega Centro	Propia
7	Agencia Unicentro	Propia

Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

Las agencias visitadas se encuentran ubicadas en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla, esta actividad se realiza como parte de las actividades de presencia en campo desarrolladas por la CNEE.

Tabla 7. Agencias Comerciales visitadas del área de cobertura de DEOCSA en el año 2012

No.	Agencias Comerciales de DEOCSA	Tipo de Agencia	No.	Agencias Comerciales de DEOCSA	Tipo de Agencia
1	Agencia San Marcos	Propia	8	Agencia Tecpán	Concertada
2	Agencia Totonicapán	Propia	9	Agencia Mazatenango	Concertada
3	Agencia San Francisco el Alto	Concertada	10	Agencia San Antonio Suchitepéquez	Concertada
4	Agencia Quetzaltenango	Concertada	11	Agencia Tiquisate	Propia
5	Agencia Panajachel	Concertada	12	Coatepeque	Concertada
6	Agencia Sololá	Concertada	13	Retalhuleu	Concertada
7	Agencia Chimaltenango	Propia	14	San Felipe Retalhuleu	Propia

Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

En el área de cobertura de DEOCSA se visitaron los departamentos de San Marcos, Totonicapán, Quetzaltenango, Sololá, Chimaltenango, Suchitepéquez, Escuintla y Retalhuleu, esta actividad se realiza como parte de las actividades de presencia en campo desarrolladas por la CNEE.

Tabla 8. Agencias comerciales visitadas del área de cobertura de DEORSA en el año 2012

No.	Agencias Comerciales de DEORSA	Tipo de Agencia	No.	Agencias Comerciales de DEORSA	Tipo de Agencia
1	Agencia Sanarate	Concertada	7	Jalpatagua	Concertada
2	Agencia Chiquimula	Propia	8	Cobán	Concertada
3	Agencia Esquipulas	Concertada	9	San Pedro Carchá	Concertada
4	Agencia Teculután	Propia	10	Salamá	Concertada
5	Jutiapa	Concertada	11	Chisec	Clausurada
6	Asunción Mita	Concertada			

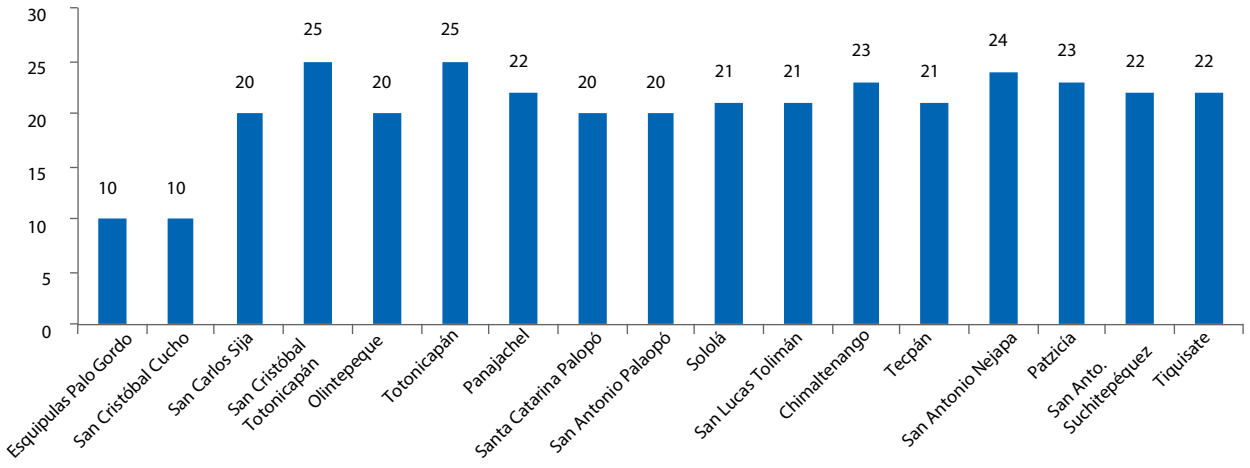
Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

Las agencias visitadas en DEORSA se encuentran ubicadas en los departamentos del Progreso, Chiquimula, Zacapa, Jutiapa, Alta Verapaz y Baja Verapaz, esta actividad se realiza como parte de las actividades de presencia en campo desarrolladas por la CNEE.

3.1.2. Supervisión de ruta de lecturas

Personal de la CNEE ha efectuado rutas de lectura teniendo presencia en departamentos del país. Dicha verificación se efectuó en el área de cobertura de DEOCSA y DEORSA con la finalidad de establecer la correcta ejecución de los ciclos de lectura, la correcta aplicación de los pliegos tarifarios, de los cargos autorizados que contiene la facturación así como la detección de estimaciones y con ello dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 4 de la Ley General de Electricidad "proteger los derechos de los usuarios".

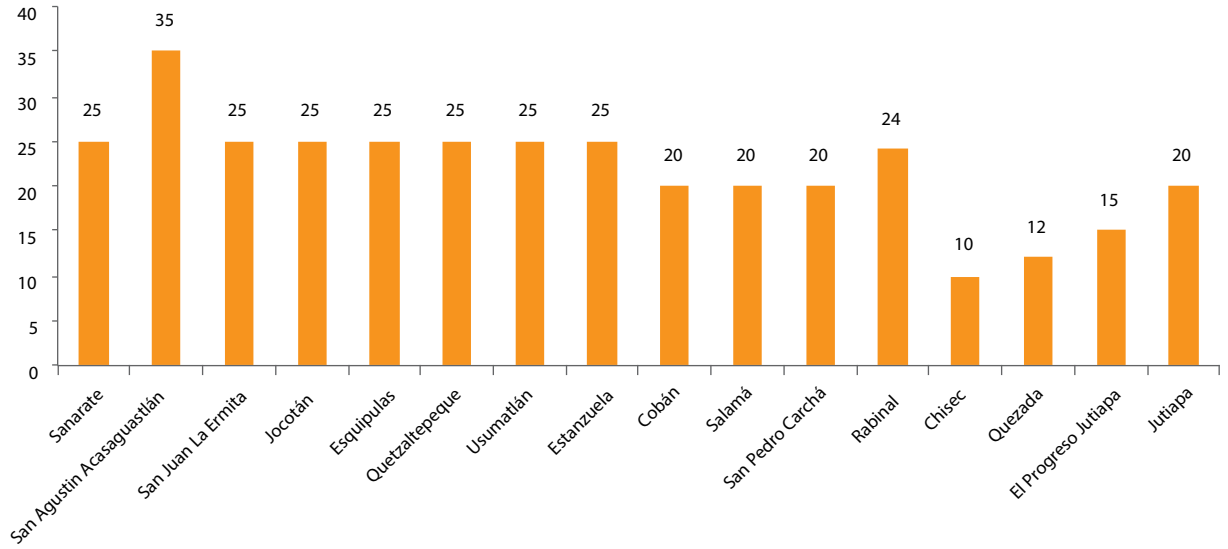
Gráfica 40. Lecturas por municipios DEOCSA en el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

Se realizaron rutas de lectura en 17 municipios del área de cobertura de DEOCSA, donde se verificó que se apliquen las tarifas autorizadas y que el proceso de facturación se realice como lo indica la Normativa Legal Vigente.

Gráfica 41. Lecturas por municipios DEORSA en el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

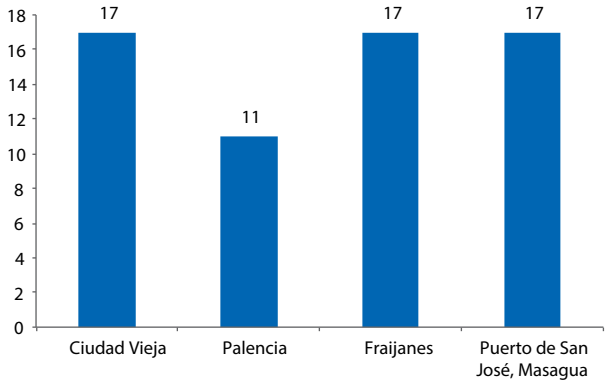
La CNEE por medio del personal técnico realizó rutas de lectura en 16 municipios del área de cobertura de DEORSA, donde se verificó que se apliquen las tarifas autorizadas y que el proceso de facturación se realice como lo indica la Normativa Legal Vigente.

3.1.3. Supervisión de la verificación de medidores

Durante la etapa de ejecución de la verificación de medidores, el personal de la CNEE ha efectuado la supervisión de dicha actividad a EEGSA, DEOCSA y DEORSA en los diferentes departamentos del área de cobertura de cada distribuidora. Lo anterior con el objetivo de observar las actividades en campo y laboratorio para validar los resultados finales correspondientes.

La actividad de fiscalización es realizada por personal técnico de CNEE, tanto en campo como en laboratorio. A continuación se muestra la cantidad de mediciones fiscalizadas en el año 2012.

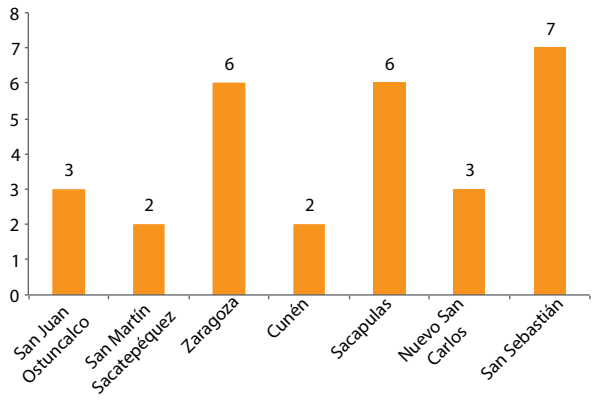
Gráfica 42. Verificación de medidores realizadas por EEGSA durante el 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

La CNEE realizó supervisión de la actividad de verificación de medidores de energía eléctrica en los municipios del área de cobertura de EEGSA, supervisando un total de 64 medidores en el año 2012, cabe mencionar que la verificación se realiza en laboratorio.

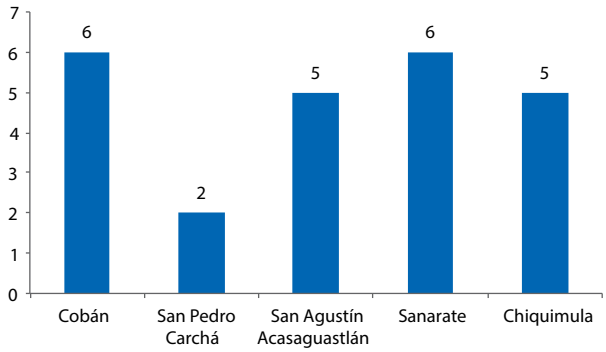
Gráfica 43. Verificación realizada en las casas de los usuarios con equipo portátil por DEOCSA en el 2012.



Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

En el año 2012, la CNEE realizó supervisión de la actividad de verificación de medidores de energía eléctrica en los municipios del área de cobertura de DEOCSA, supervisando un total de 29 medidores, cabe mencionar que la verificación se realiza en campo con equipo portátil.

Gráfica 44. Verificación realizada en las casas de los usuarios con equipo portátil por DEORSA en el 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

La CNEE realizó supervisión de la actividad de verificación de medidores de energía eléctrica en los municipios del área de cobertura de DEORSA, supervisando un total de 24 medidores en el año 2012, cabe mencionar que la verificación se realiza en campo con equipo portátil.

3.1.4. Inspecciones adicionales calidad comercial

Como parte del complemento para dictaminar expedientes de temática diversa se efectúan inspecciones de campo con la finalidad de complementar los datos necesarios para resolverlos, los puntos que se consideran son los de medición de distancia desde el punto de solicitud hasta la red más cercana del distribuidor, mediciones de voltaje, verificación de conexiones e instalaciones, registro de lectura, instalación de equipos de medición.

Gráfica 45. Fotografías de la actividad de inspección

Fuente: Elaboración CNEE, con informacion de campo.

En las imágenes se observa al personal de CNEE realizando inspecciones de campo en diferentes lugares y las actividades que se realizan.

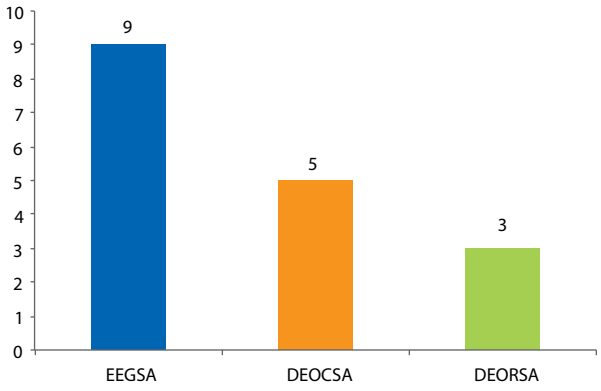
Tabla 9. Inspecciones de campo realizadas por distribuidor en el año 2012

EEGSA	DEORSA	DEOCSA
Santa Rosita zona 16	La Iguana, Zacapa	La Ceiba, Sololá
Pamplona zona 13	Potrero Carrillo, Jalapa	Tacaná, San Marcos
Majadas	San Agustín El Progreso	San Andrés Semetabaj, Sololá
Encinal Zona 7 de Mixco	Zona · Cobán.	
La Brigada	El Cacao, Salamá	
Villalobos		
Amatitlán		
Puerto de San José		

Fuente: Elaboración CNEE, con información de campo.

En la tabla se observa el detalle de los lugares donde se efectuaron las inspecciones de campo relacionadas a la resolución de expedientes de denuncias de los usuarios.

Gráfica 46. Inspecciones de campo realizadas por Distribuidor en el año 2012



Fuente: Elaboración CNEE, con información de campo.

Como complemento a la resolución de denuncias de usuarios la CNEE realiza inspecciones de campo para contrastar la información remitida por los distribuidores y usuarios y en el año 2012 se tiene el dato siguiente: para el área de EEGSA 9 inspecciones, en el área de cobertura de DEOCSA 5 y en DEORSA 3 para un total de 17 inspecciones realizadas.

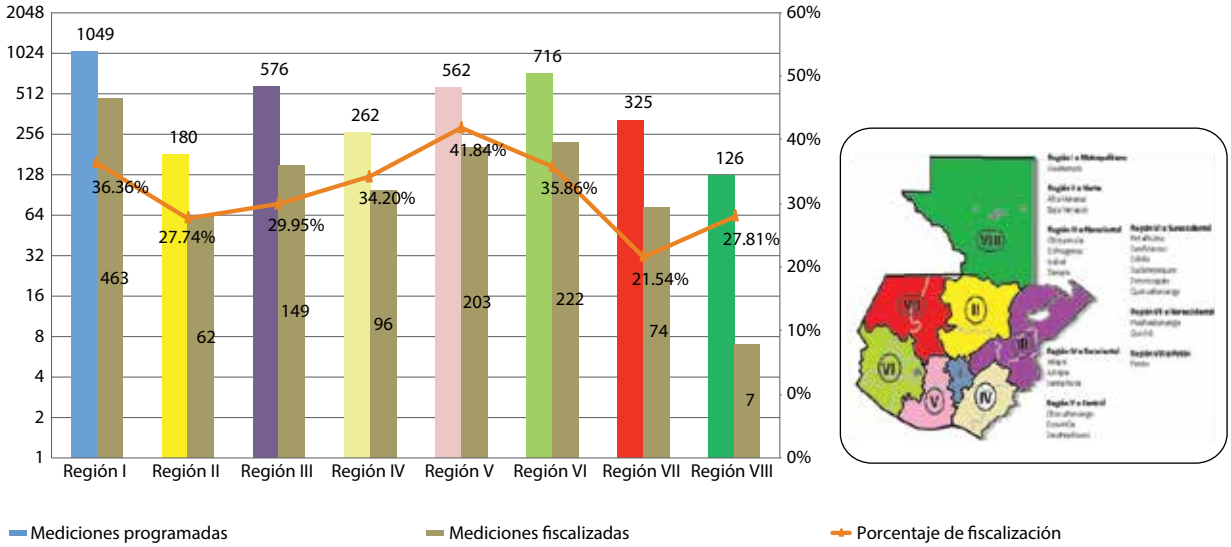
3.2. FISCALIZACIÓN DE CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO

Mensualmente, se realiza el sorteo de los usuarios a los cuales se les realizará una medición de Calidad de Producto Técnico, el distribuidor programa la fecha de instalación y retiro del equipo de verificación. La CNEE fiscaliza de forma muestral dicha instalación y/o retiro mensual, y obtiene los archivos originales de descarga de datos del equipo.

En el año 2012, el personal de CNEE realizó el proceso de fiscalización de CPT a las tres distribuidoras de energía eléctrica del país (EEGSA, DEORSA y DEOCSA).

La fiscalización consiste en que personal de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica esté presente en la instalación y/o retiro de equipos registradores, y obtenga la descarga de datos del equipo sin ningún tipo de procesamiento, logrando realizar la fiscalización de 1,276 puntos con personal propio de CNEE, que corresponde al 33.61% de la totalidad de puntos fiscalizados versus los puntos programados.

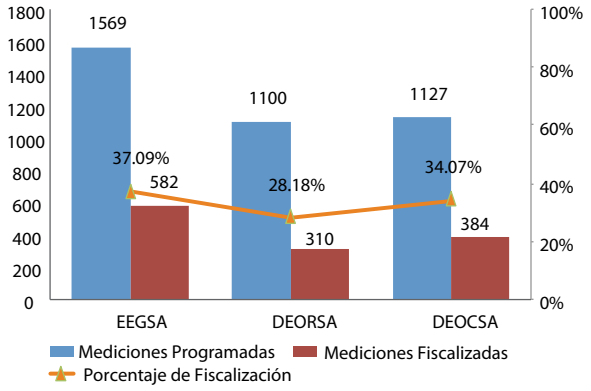
Gráfica 47. Mediciones Fiscalizadas por Región 2012



Fuente: CNEE.

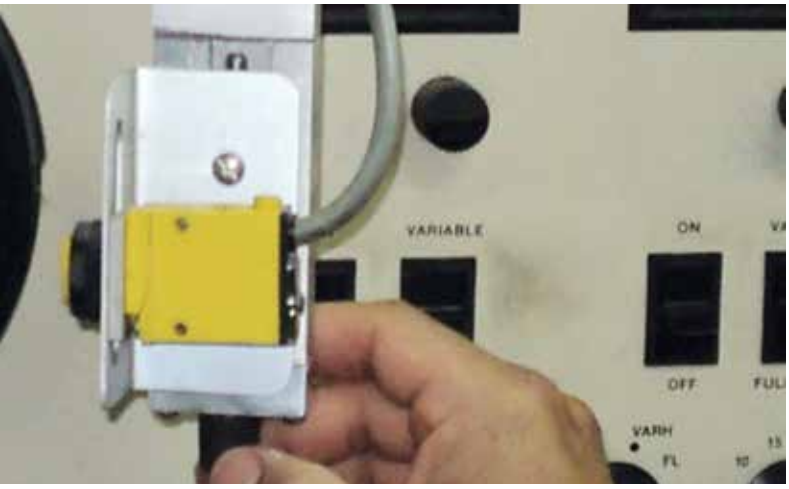
La gráfica muestra el total de mediciones efectuadas por región y el detalle de la cantidad de mediciones fiscalizadas por personal de la CNEE durante el año 2012, asimismo el porcentaje de puntos fiscalizados. En dicha actividad la CNEE mantiene presencia en un porcentaje importante de mediciones efectuadas a lo largo de toda la República.

Gráfica 48. En el año 2012, se fiscalizaron 1,276 Mediciones de CPT por personal de CNEE

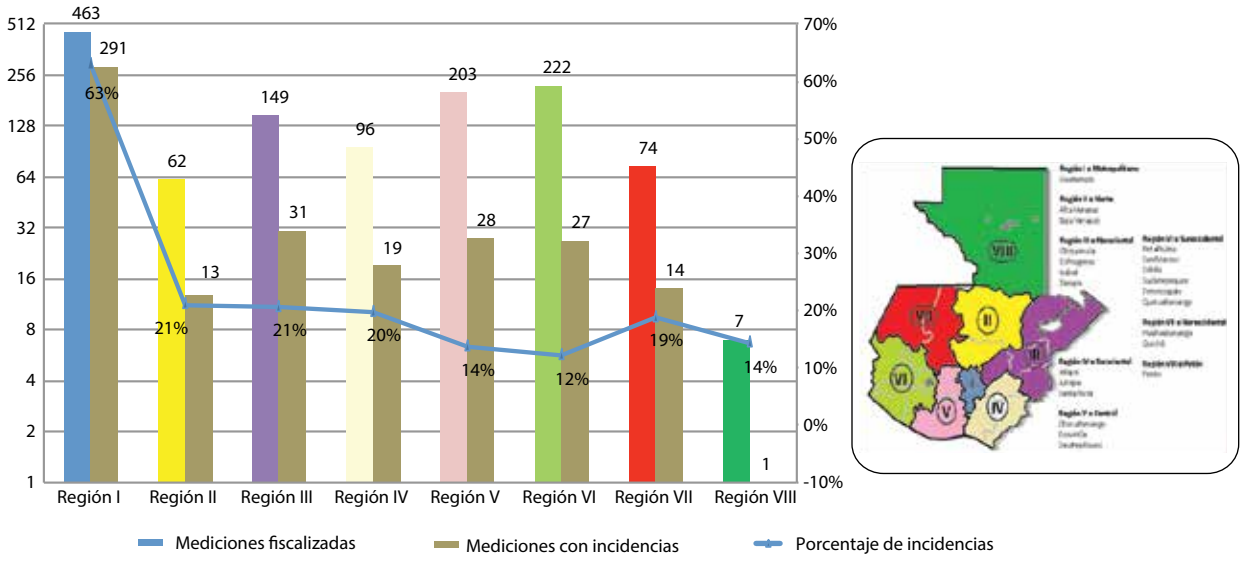


Fuente: CNEE.

La gráfica anterior muestra los porcentajes fiscalizados por distribuidora.



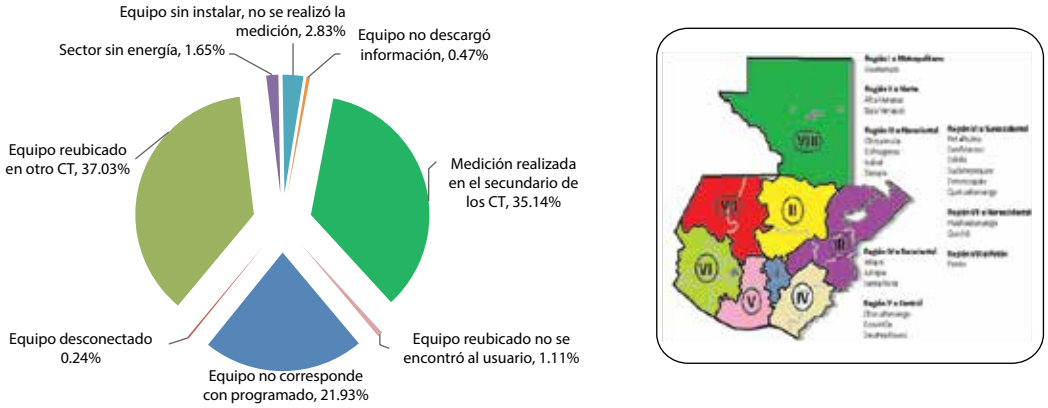
Gráfica 49. Mediciones con Incidencia por región, para el año 2012



Fuente: CNEE.

Dentro de la fiscalización de calidad de producto técnico personal de CNEE observa el procedimiento realizado por los técnicos instaladores de los distribuidores, en la gráfica se puede observar las incidencias registradas en la instalación y/o retiro de los equipos utilizados en la medición de calidad de producto técnico.

Gráfica 50. Porcentaje de Incidencias en la Fiscalización de Mediciones durante el año 2012



Fuente: CNEE.

La gráfica muestra el detalle de hallazgos encontrados al momento de realizar las fiscalizaciones. La CNEE realiza procesos de seguimiento derivado de dichas fiscalizaciones.

En el año 2012 se efectuó el proceso de fiscalización, como lo establece la Normativa Legal Vigente, en esta actividad se realiza la programación de fiscalización mensual tomando en cuenta la información (cronograma de actividades) que remiten los distribuidores, en las cuales se incluye ID de usuario, fecha del retiro/instalación de cada uno de los equipos registradores. En los procesos de fiscalización de la calidad de Producto Técnico que se lleva a cabo por medio de una campaña de medición mensual, donde se fiscaliza la instalación y/o retiro de equipos se observaron actividades inherentes a la normativa. (Equipo instalado no corresponde con el equipo programado por el distribuidor, el equipo registrador lo reubican en otro usuario, contrario a lo establecido en la normativa).

3.3. FISCALIZACIÓN DE CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

Como parte de los procesos efectuados por CNEE durante 2012, se encuentra el monitoreo de la Calidad de Servicio Técnico el cual se lleva a cabo mediante la instalación de equipos de interrupciones en las regiones con más incidencias en la red de distribución, como parte de este proceso se muestra el siguiente mapa el cual detalla en color verde los puntos en los cuales CNEE tiene instalados equipos registradores de interrupciones, dicha información es de gran utilidad en la verificación de la información que los distribuidores remiten a CNEE.

Gráfica 51. Ubicación de los medidores de interrupciones

Fuente: CNEE.

3.3.1. Fiscalizaciones con Equipo de Monitoreo en Tiempo Real

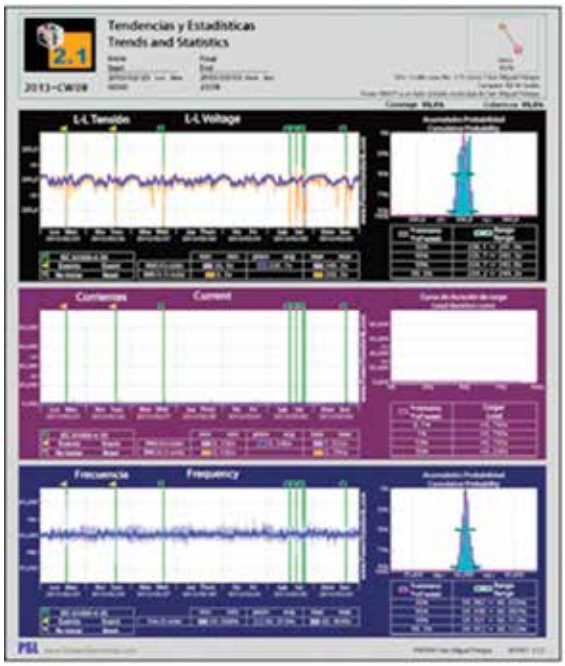
La CNEE como parte de sus procesos de fiscalización, ha implementado la medición de parámetros de Calidad de Producto y Servicio Técnico por medio de equipos de monitoreo en tiempo real, en la primera fase de este proceso se han instalado equipos en la red de Empresa Eléctrica de Guatemala.

PRIMERA FASE DE INSTALACIÓN DE EQUIPOS

Cuando el equipo se instala es posible recibir información de parámetros de calidad de energía, teniendo capacidad para registrar los parámetros de tiempo y duración de interrupciones, variaciones y distorsiones en la calidad de energía de las Redes de Distribución, entre otros, obteniendo la información vía mail interno y siendo posible la interrogación del equipo en cualquier momento y así obtener datos reales de las condiciones de la red en donde se encuentra instalado el mismo.

Al momento de suscitarse una interrupción, los equipos remiten un correo de manera inmediata a la CNEE, indicando que se han quedado sin energía, asimismo remiten un informe luego de la finalización de la interrupción suscitada. De la misma forma remiten informes cuando existen eventos especiales en la red de distribución a la cual están conectados, eventos de frecuencia, regulación de voltaje, etc.

Gráfica 52. Pantalla de reporte de los equipos de monitoreo en Tiempo Real



2013-CW09 Semanal Tendencias y Estadísticas
5Av. 1 calle casa No. 1-72 zona 1 San Miguel Petapa

Tendencias y Estadísticas

Tipo:	Semanal
Semana:	2013-CW09
Comienzo de la Semana:	2013/02/25
Finalización de la Semana:	2013/03/03
Cobertura:	100.0%

Información del PQube

Lugar:	5Av. 1 calle casa No. 1-72 zona 1 San Miguel Petapa
ID del PQube:	P007041 San Miguel Petapa
Nota 1:	Lampara 100 W Sodio
Nota 2:	Poste 199377 a un lado Estadio municipal de San Miguel Petapa
Número Serial del PQube:	P007041

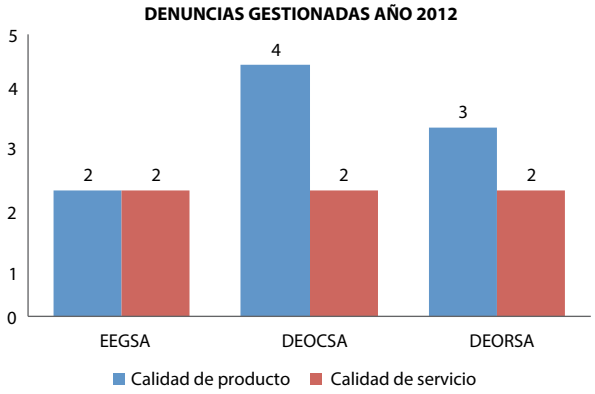
Fuente: Software del equipo de medición.

La implementación de la tecnología en la fiscalización y el monitoreo en tiempo real permite a CNEE corroborar la información que brindan los distribuidores, pudiendo efectuarse un mejor control de los parámetros de calidad de Producto y Servicio.

3.3.2. Gestión de Denuncias Calidad de Producto y Servicio Técnico

Durante el año 2012, se gestionaron denuncias relacionadas con la Calidad de Producto y Servicio Técnico, en el proceso de dichas denuncias CNEE requiere a los distribuidores que efectúen mediciones de los parámetros de calidad establecidos en la normativa, posteriormente el distribuidor debe remitir los resultados de dichas mediciones para que CNEE evalúe la calidad brindada a los usuarios, a continuación se presenta el detalle de denuncias gestionadas para estos temas.

Gráfica 53. Gestión de denuncias por tema



Fuente: CNEE.

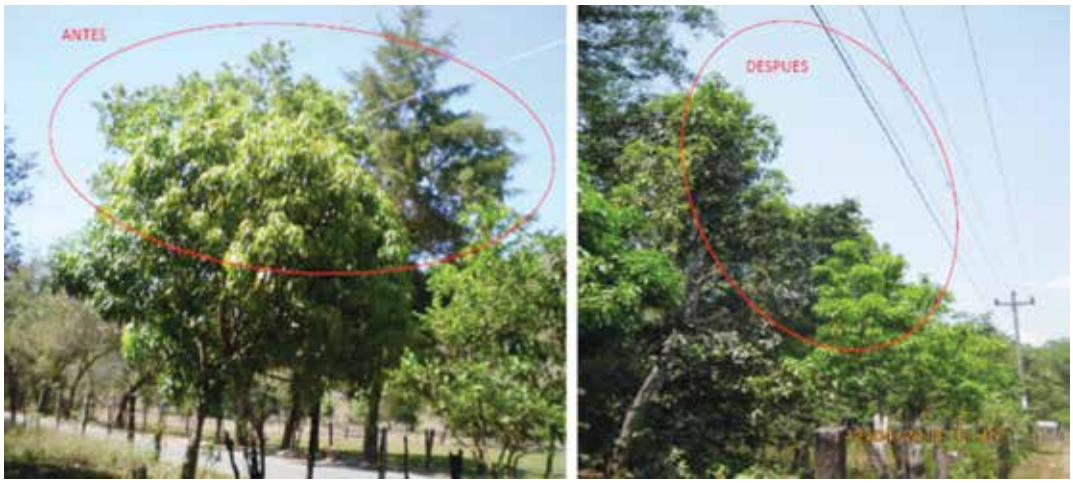
Como parte del proceso integral de la atención de denuncias la CNEE efectúa procesos de fiscalización e instalación de equipos de monitoreo de los parámetros de calidad, los cuales son instalados en las redes asociadas a las denuncias, estos equipos registran parámetros como niveles de voltaje, desbalance de fases, corrientes, factor de potencia, interrupciones, entre otros.

Gráfica 54. Inspección Efectuada Expediente DRCS-12-41

Fuente: CNEE.

Como resultado de dichos procesos de investigación CNEE ha requerido a los distribuidores la adecuación de sus instalaciones a efecto de subsanar las inconformidades de los usuarios, dentro de dichas actividades realizadas por los distribuidores se encuentra la redistribución de usuarios en los centros de transformación, mantenimiento de las instalaciones, control de vegetación, entre otras.

Gráfica 55. Gestión del mantenimiento para la mejora del Producto y Servicio Técnico



Fuente: CNEE.

3.4. FISCALIZACIÓN DE NTDOID - DISTRIBUCIÓN

Mediante procesos de investigación de oficio se realizaron fiscalizaciones en instalaciones de media y baja tensión en circuitos seleccionados por sus bajos índices de calidad de servicio técnico, realizándose diversos hallazgos de incumplimientos NTDOID, los cuales son fiscalizados de acuerdo al Marco Legal Vigente.

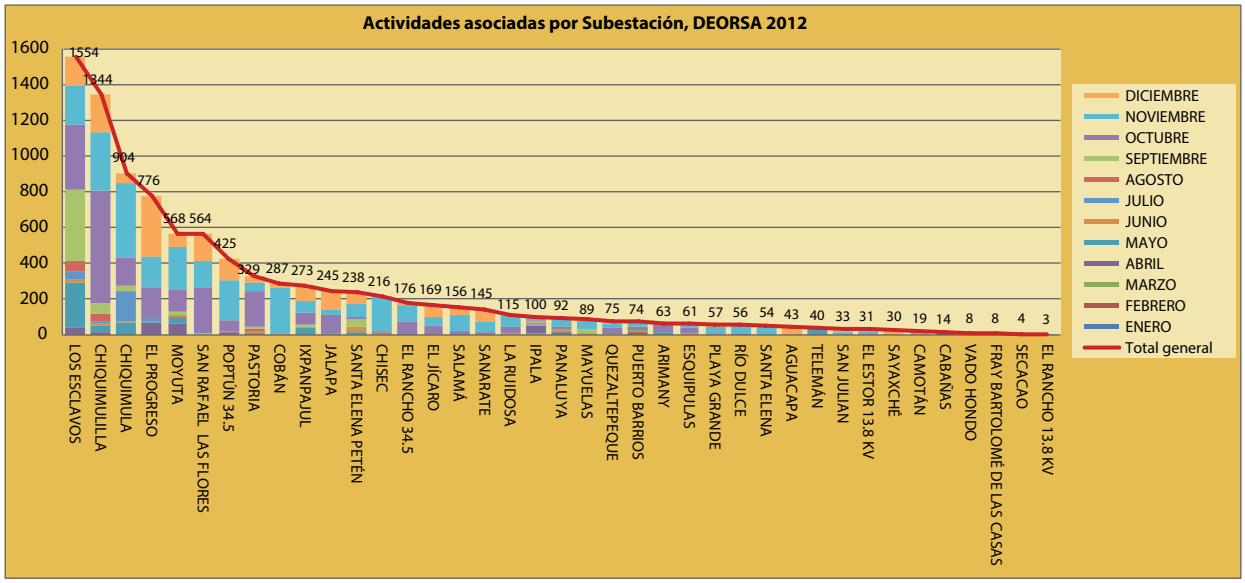
Como parte integral del análisis de los causantes que afectan la calidad de servicio prestada a los usuarios y que se observa en los mapas de calidad del presente compendio, la CNEE ha elaborado procedimientos de reporte y fiscalización de actividades de mantenimiento efectuadas por los distribuidores, a efecto de identificar mejoras en las redes, y acciones que permitan el cumplimiento de los indicadores de calidad de servicio establecidos en la normativa de calidad. Para tal efecto, se requiere información de forma periódica, comparándola con la definición de empresa eficiente que se establece en nuestro Marco Regulatorio.

3.4.1. Mantenimientos DEORSA

Según la información remitida por el distribuidor, durante el año 2012, DEORSA realizó una cantidad de 9,438 actividades de mantenimiento preventivo y correctivo en las redes de distribución de 13.8 y 34.5 kV, las cuales están asociadas a 39 Subestaciones y 105 Circuitos de Media Tensión.

Las actividades de mantenimiento se presentan a continuación, en forma gráfica.

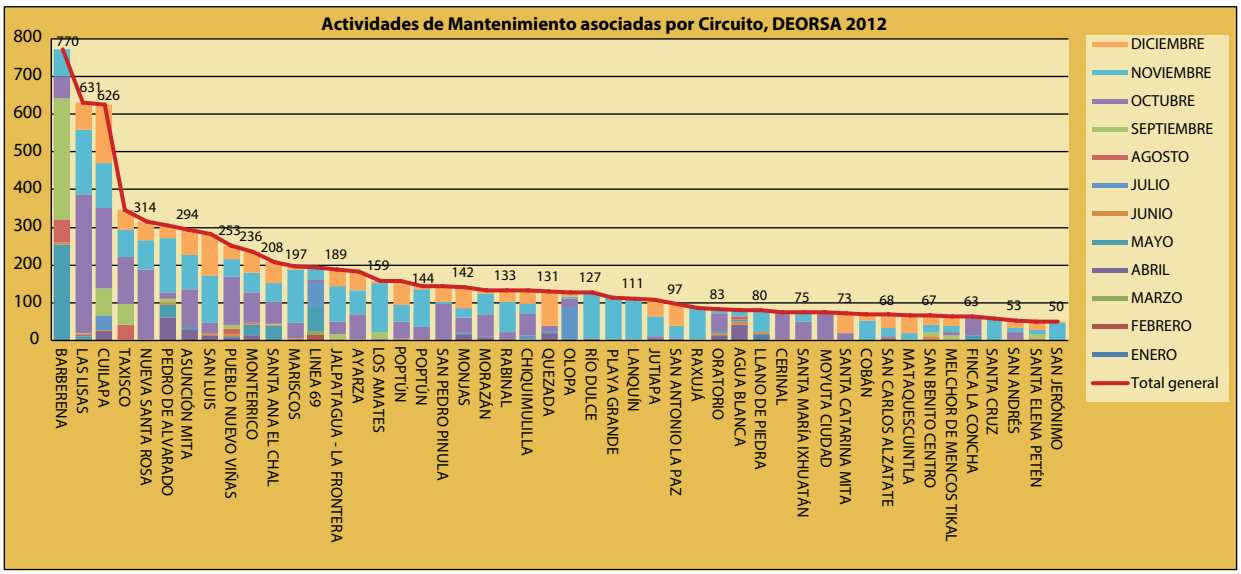
Gráfica 56. Mantenimientos por subestación



Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se puede apreciar que la mayor cantidad de mantenimientos se realizó en las subestaciones Los Esclavos, Chiquimulilla, Chiquimula, El Progreso Moyuta y San Rafael Las Flores.

Gráfica 57. Mantenimientos por circuito

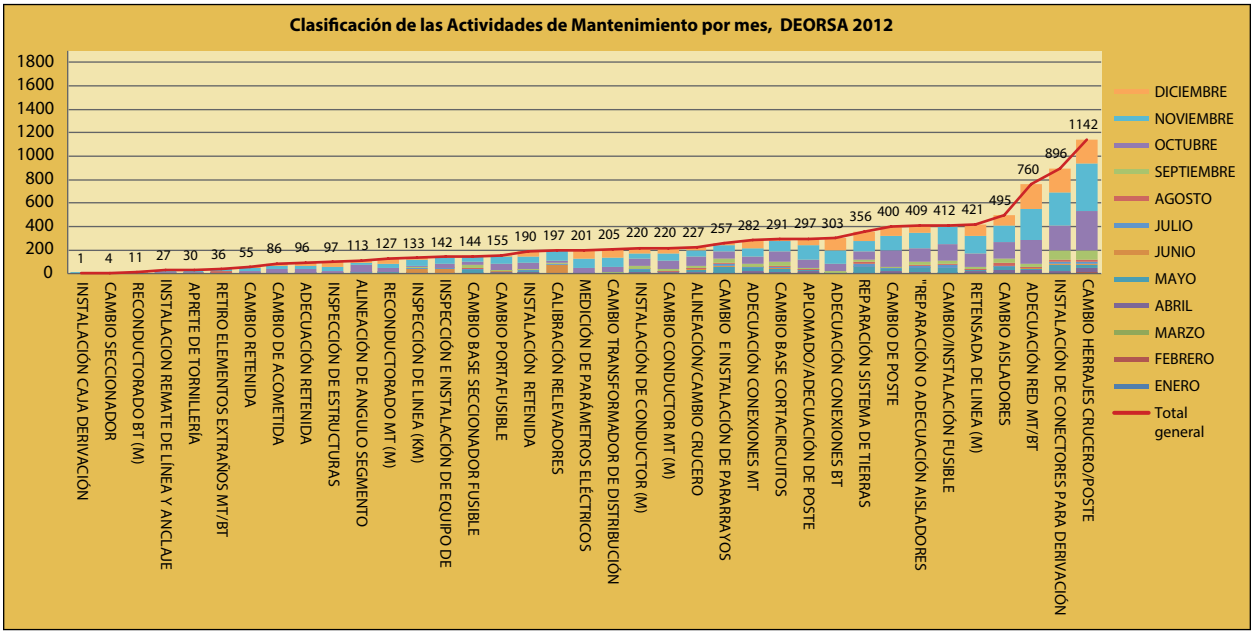


Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se puede apreciar que la mayor acumulación de mantenimientos se dio en los circuitos Barberena, Las Lisas, Cuilapa, Taxisco, Nueva Santa Rosa, Pedro de Alvarado, Asunción Mita, San Luis y Pueblo Nuevo Viñas.

Se identificó 37 tipos de actividades de mantenimiento realizadas por DEORSA en 2012, a continuación se muestra gráficamente las 9,438 actividades (5,591 Preventivo y 3,847 Correctivo) en 13.8 y 34.5 KV, desglosada por cada Actividad realizada, Tipo y Mes.

Gráfica 58. Tipos de actividades de mantenimiento realizadas por DEORSA en 2012

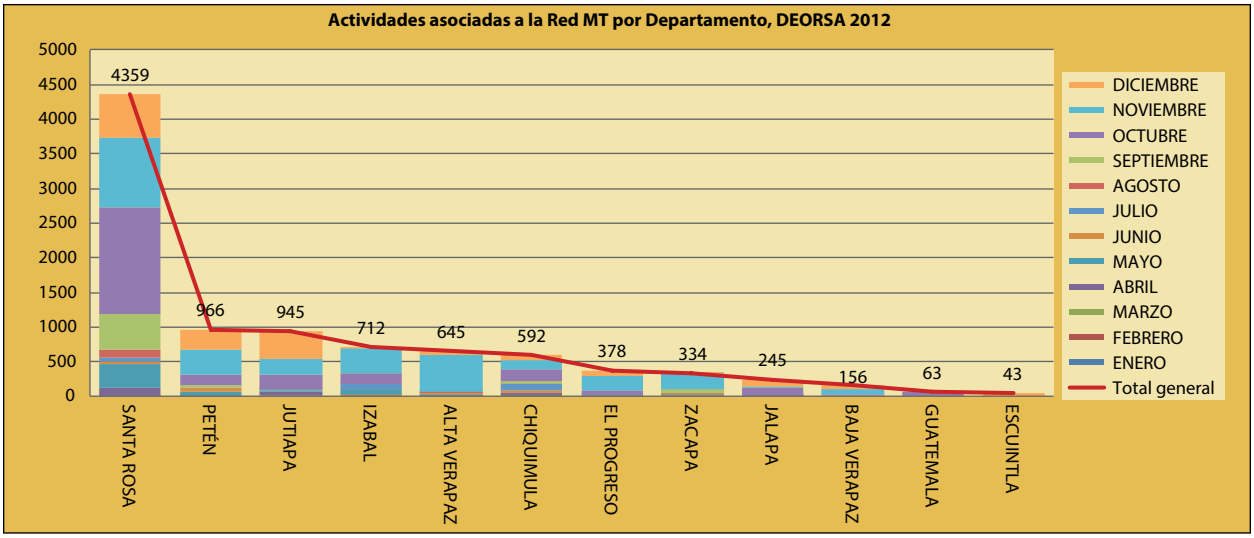


Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se puede apreciar que los mantenimientos fueron progresivamente en aumento hacia finales del año 2012, por ejemplo en la actividad de cambio de crucero/poste.

Las actividades que tuvieron incidencia en 12 departamentos del área oriental del país y 6 Regiones territoriales se presentan en las gráficas siguientes.

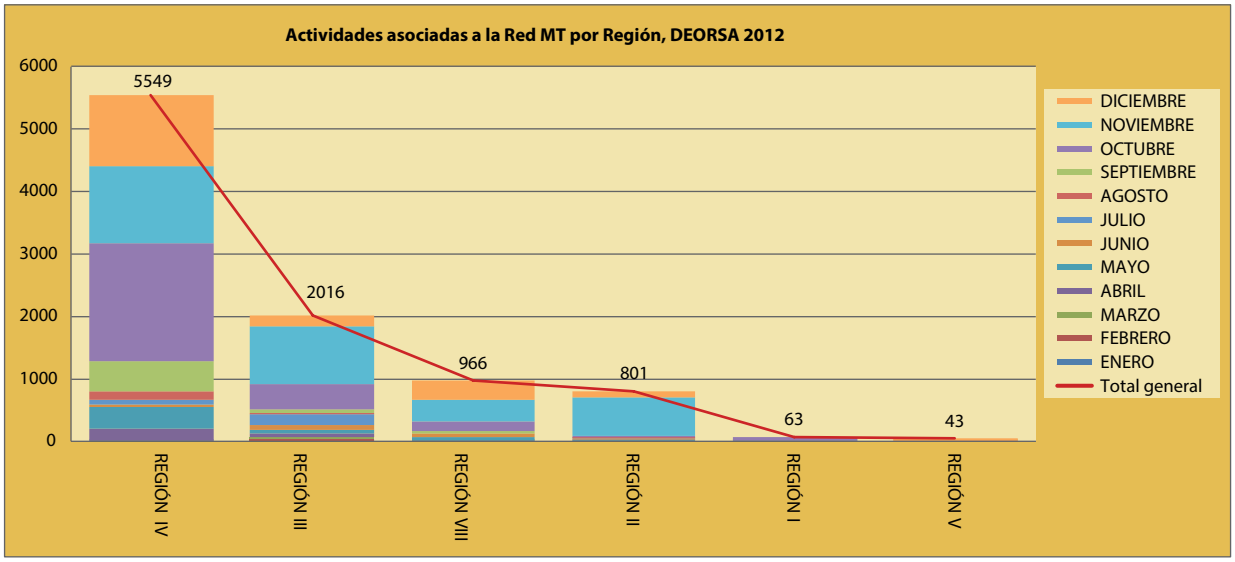
Gráfica 59. Actividades por departamento



Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se observa que la mayor cantidad de mantenimientos se hizo en el departamento de Santa Rosa, donde se ubican los circuitos con menor calidad de servicio.

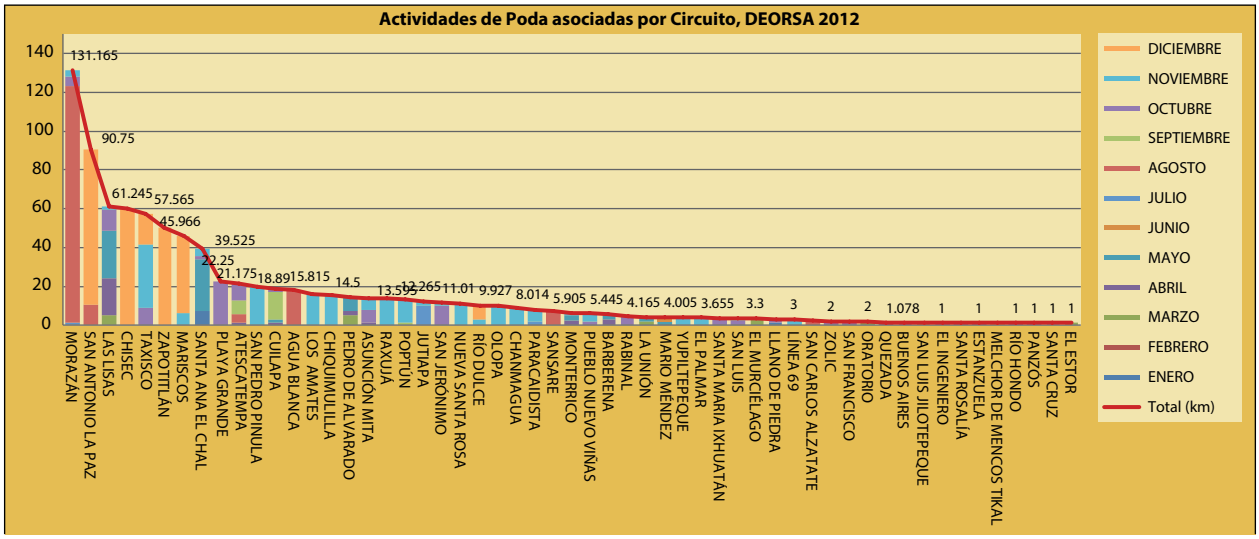
Gráfica 60. Mantenimientos por región



Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se observa que los mantenimientos se concentraron en mayor grado en la región IV que incluye los departamentos de Jutiapa, Santa Rosa y Jalapa. La región II que contiene a los departamentos de Alta y Baja Verapaz, tiene 801 actividades, 6 veces menos que la región IV. Las regiones I y V presentan bajos índices de mantenimientos, lo cual ocurre porque son áreas de frontera con otros distribuidores.

Gráfica 61. El Distribuidor en 2012, realizó actividades de Poda (Corte de Ramas) una cantidad de 876 Km de su Red



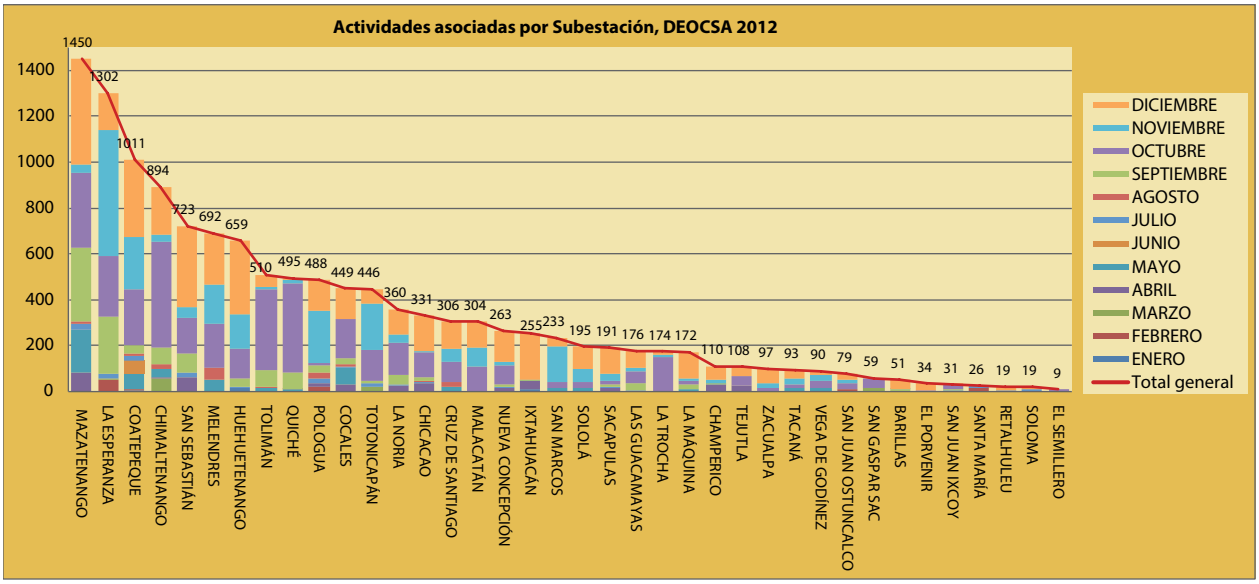
Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se desglosa la información de kilómetros de mantenimiento de poda por mes y por circuito, lo cual se refleja en forma directa en la calidad del servicio.

3.4.2. Mantenimientos DEOCSA

Según la información remitida por el distribuidor, durante el año 2012, DEOCSA realizó una cantidad de 12,904 actividades de mantenimiento preventivo y correctivo en las redes de distribución de 13.8 y 34.5 KV, las cuales están asociadas a 38 Subestaciones y 126 Circuitos de Media Tensión.

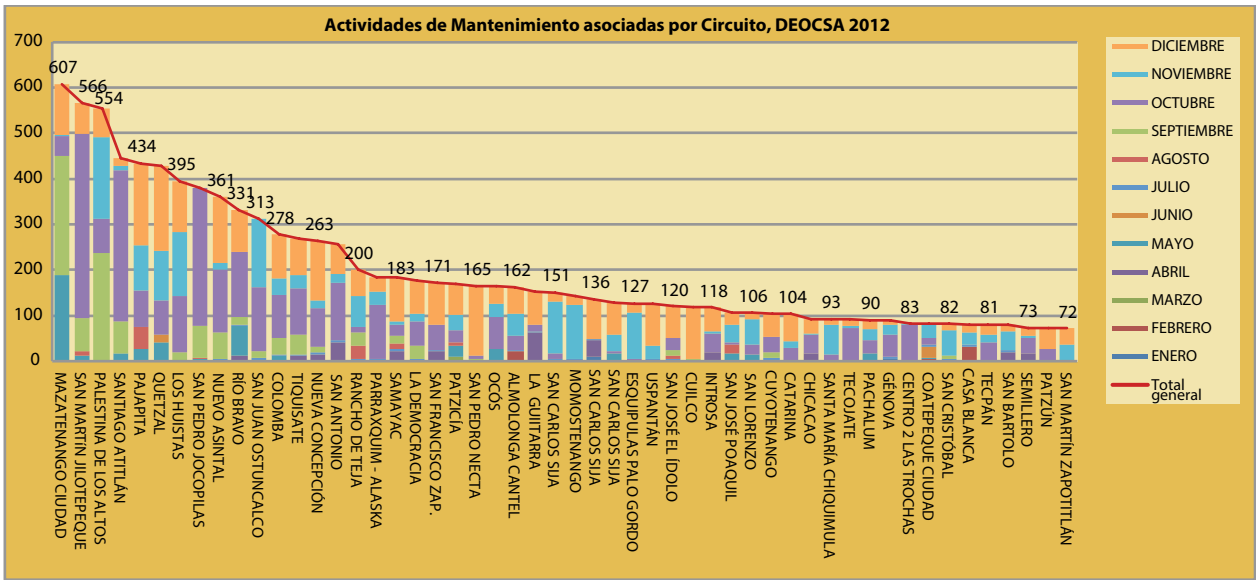
Gráfica 62. Mantenimientos por subestación



Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se puede apreciar que la mayor cantidad de mantenimientos se realizó en las subestaciones Mazatenango, La Esperanza, Coatepeque y Chimaltenango.

Gráfica 63. Mantenimientos por circuito

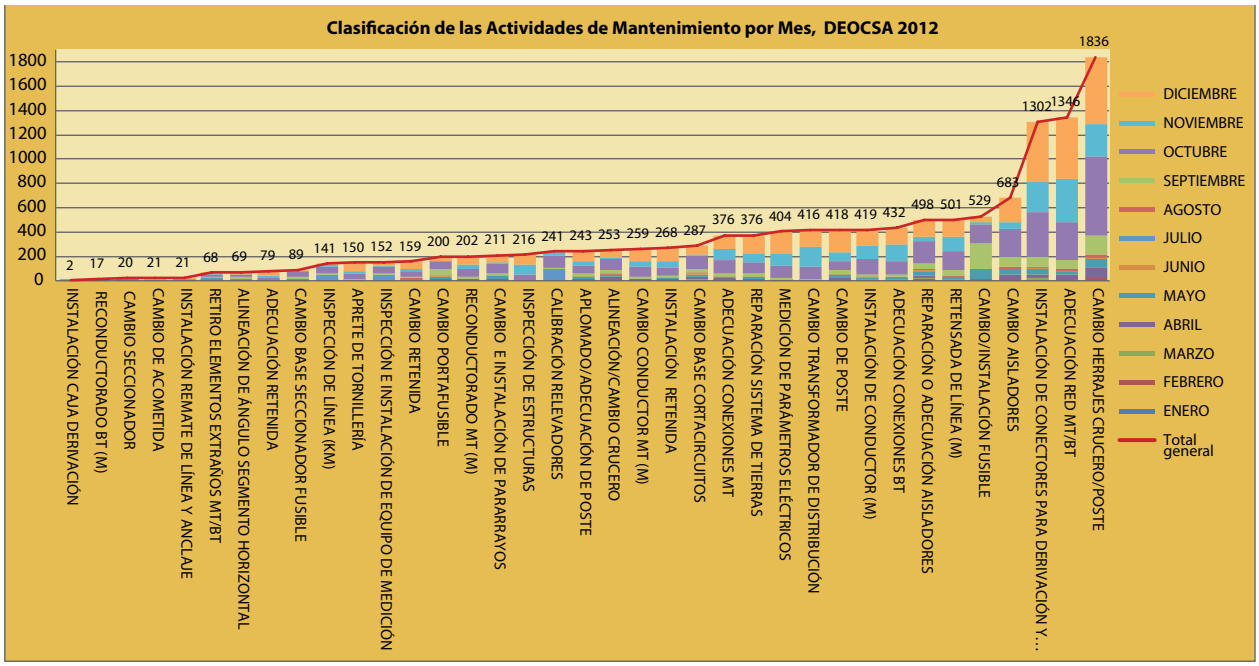


Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se puede apreciar que la mayor acumulación de los mantenimientos se dio en los circuitos Mazatenango Ciudad, San Martín Jilotepeque, Palestina de los altos, Santiago Atitlán, Pajapita, etc.

A continuación se muestra gráficamente las 12,904 actividades (3,324 Preventivo y 9,580 Correctivo) en 13.8 y 34.5 KV, desglosada por cada actividad realizada, Tipo y Mes.

Gráfica 64. Actividades de mantenimiento realizadas por DEOCSA en el año 2012

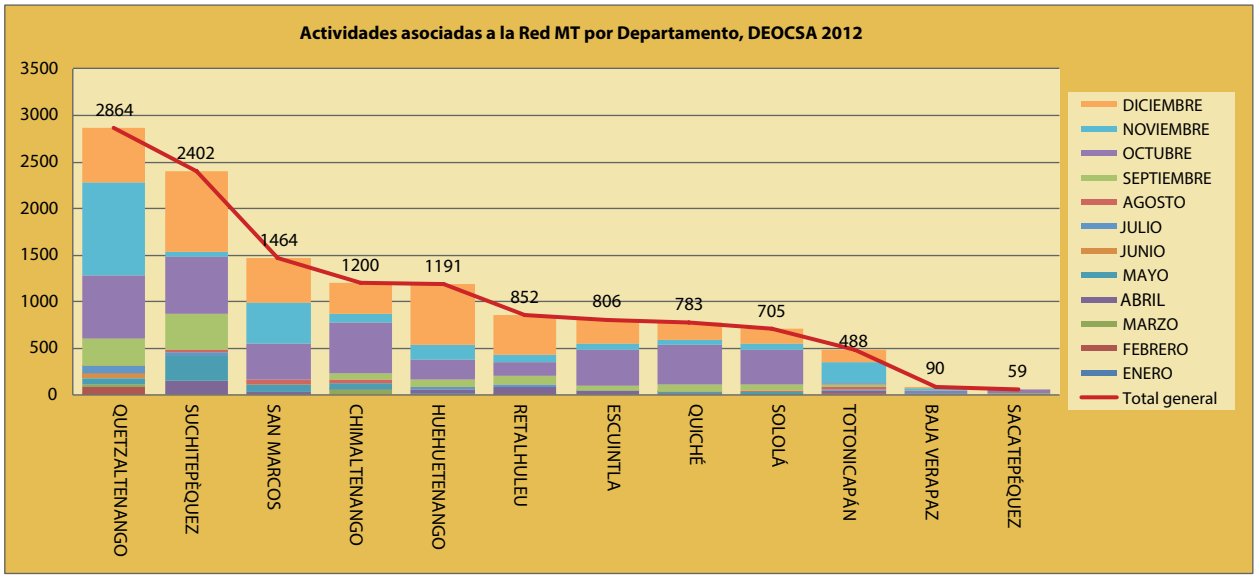


Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se verifica que los mantenimientos fueron progresivamente en aumento hacia finales del año 2012, especialmente en las actividades de cambio de crucero/poste y adecuación de red.

Las actividades que tuvieron incidencia en 12 departamentos del área oriental del país y 4 Regiones territoriales se presentan en las gráficas siguientes.

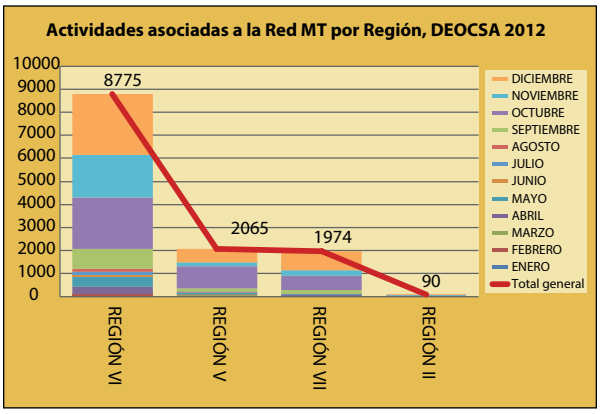
Gráfica 65. Actividades por departamento



Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se observa que la mayor cantidad de mantenimientos se hizo en Quetzaltenango y Suchitepéquez, departamentos donde existe mal servicio de energía.

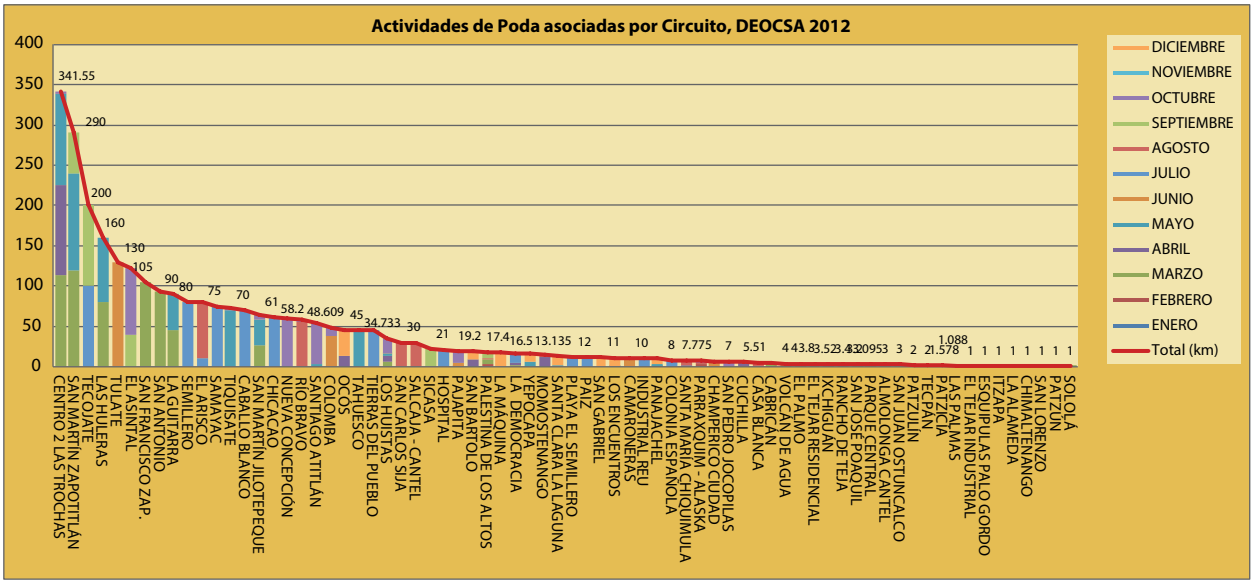
Gráfica 66. Mantenimientos por región



Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

En la gráfica anterior se observa 8,775 mantenimientos en la región VI, región que incluye los departamentos de San Marcos, Quetzaltenango, Sololá, Retalhuleu y Suchitepéquez. La región VII que contiene a los departamentos de Quiché y Huehuetenango, tiene 1,974 actividades, 4 veces menos que la región VI. La región II presenta bajos índices de mantenimientos, lo cual ocurre debido a que es un área de frontera con DEORSA.

Gráfica 67. DEOCSA realizó actividades de Poda (Corte de Ramas) una cantidad de 2,844 Km de su Red



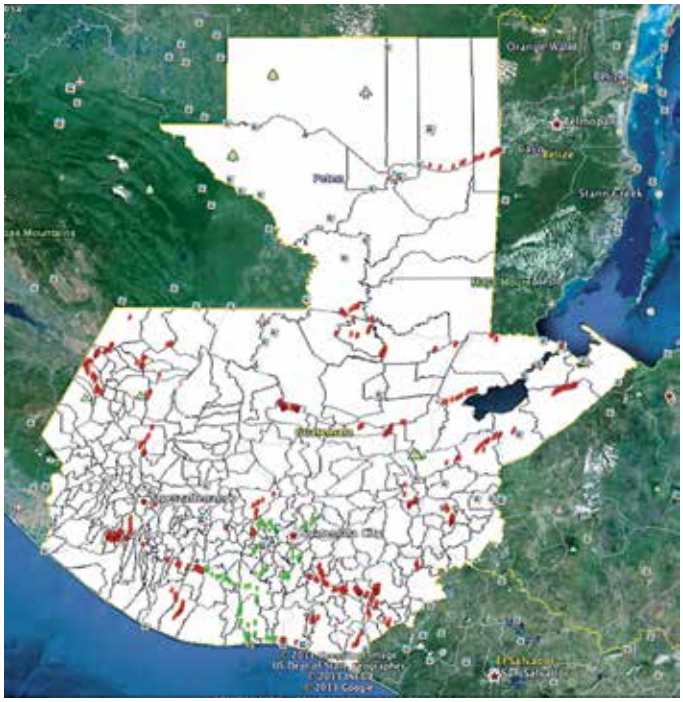
Fuente: elaboración en CNEE con los datos de los distribuidores.

La información de la gráfica está siendo corroborada por CNEE para validar los datos proporcionados, lo cual se refleja en forma directa en la calidad del servicio.

3.4.2.1. Verificación Selectiva Cumplimiento NTDOID en Circuitos MT

En la gráfica siguiente se puede apreciar geográficamente los circuitos donde se fiscalizó el cumplimiento de las normas NTDOID durante el año 2012. En el caso de ENERGUATE, actualmente los incumplimientos son objeto de procesos por falta de mantenimiento e incumplimientos a las distancias mínimas de seguridad que se encuentran en gestión. En cuanto a EEGSA el proceso iniciado fue resuelto técnica y jurídicamente.

Gráfica 68. Incumplimientos NTDOID en Circuitos MT/BT de EEGSA, DEORSA y DEOCSA



Nomenclatura:

= Incumplimiento normativo NTDOID, Energuate, DEOCSA-DEORSA

= Incumplimiento normativo NTDOID, EEGSA

Fuente: CNEE.

En la gráfica anterior se observan en el mapa, los circuitos MT/BT que fueron objeto de fiscalización muestral durante al año 2012. Las tablas proporcionan los nombres de los circuitos fiscalizados, bajo los criterios de mantenimiento y distancias de seguridad establecidos en la norma NTDOID. Los incumplimientos detectados afectan directamente la calidad del servicio de los usuarios.

Tabla 10. Setenta y tres circuitos fiscalizados en forma muestral, durante el año 2012

Nº	Subestación	CTO. DEOCSA
1	20000029 SE COCALES	10000077 SICASA
2	20000001 SE CHIMALTENANGO	10000002 SAN MARTIN JILOTEPEQUE
3	20100526 SE HUEHUETENANGO	10000082 LOS HUISTAS
4	20100526 SE HUEHUETENANGO	10000084 MALACATANCITO
5	20000039 SE POLOGUÁ	10000112 SAN BARTOLO
6	20000029 SE COCALES	10000078 RIO BRAVO
7	20100047 SE CHICACAO	10100186 SAN JOSE EL ÍDOLO
8	20000037 SE MAZATENANGO	10000108 CUYOTENANGO
9	20000032 SE LA ESPERANZA	10100208 ALMOLONGA CANTEL
10	20000043 SE SAN SEBASTIÁN	10000128 EL ASINTAL
11	20000045 SE SOLOLÁ	10000136 SOLOLÁ
12	20000046 SE SOLOMA	10100028 SAN RAFAEL INDEPENDENCIA
13	20100033 SE BARILLAS	10100112 BARILLAS
14	20000039 SE POLOGUÁ	10000113 RANCHO DE TEJA
15	20000001 SE CHIMALTENANGO	10000001 EL TEJAR RESIDENCIAL
16	20000001 SE CHIMALTENANGO	10000005 PATZICÍA
17	20100050 SE LAS GUACAMAYAS	10100202 LA DEMOCRACIA
18	20100019 SE IXTAHUACÁN	10100053 LA MESILLA
19	20100526 SE HUEHUETENANGO	10000081 SAN PEDRO NECTA
20	20100538 SE NUEVA CONCEPCIÓN	10100264 NUEVA CONCEPCIÓN
21	20100032 SE LA TROCHA	10100105 CENTRO 2 LAS TROCHAS
22	20100023 SE SAN JUAN IXCOY	10100063 HUEHUETENANGO

Nº	Subestación	Circuito EEGSA
1	ARRAZOLA	216
2	CARLOS DORIÓN	125
3	EL SAUCE	214
4	HÉCTOR FLORES	114
5	HÉCTOR FLORES	113
6	LOS LIRIOS	67
7	LOS LIRIOS	65
8	LOS LIRIOS	502
9	MONTECRISTO	151
10	PALÍN	221
11	PALÍN	220
12	PALMERAS	63
13	PORTUARIA	79
14	SAN GASPAR	200
15	SAN GASPAR	92
16	SAN JOSÉ	75
17	SAN LUCAS	93
18	SAN MIGUEL PETAPA	119
19	SAN MIGUEL PETAPA	117
20	SANTA LUCÍA	71
21	SANTA LUCÍA	72
22	SANTA MARÍA CAUQUÉ	225
23	SANTA MARÍA CAUQUÉ	226
24	SANTA MARÍA MÁRQUEZ	69

Nº	Subestación	CTO. DEORSA
1	20100522 SE IXPANPAJUL	10100233 MELCHOR DE MENCOS TIKAL
2	20000003 SE LOS ESCLAVOS	10000014 ORATORIO
3	20100001 SE PASTORÍA	10100001 CERINAL
4	20000012 SE CHIQUIMULILLA	10100132 MONTERRICO
5	20100008 SE MOYUTA	10100011 JALPATAGUA - LA FRONTERA
6	20100007 SE MAYUELAS	10100014 LOS AMATES
7	20100017 SE CHISEC	10100025 RAXUHÁ
8	20000010 SE SAN JULIÁN	10000031 TACTIC
9	20000003 SE LOS ESCLAVOS	10000016 BARBERENA
10	20000003 SE LOS ESCLAVOS	10000013 CUILAPA
11	20000002 SE EL PROGRESO	10000025 QUEZADA
12	20000014 SE LA RUIDOSA	10100211 CAYUGA
13	20000009 SE QUEZALTEPEQUE	10000037 SAN JACINTO
14	20100529 SE TELEMÁN	10100237 LA TINTA
15	20100028 SE EL ESTOR 13.8 KV	10100204 PANZÓS
16	20000010 SE SAN JULIÁN	10000041 TAMAHÚ

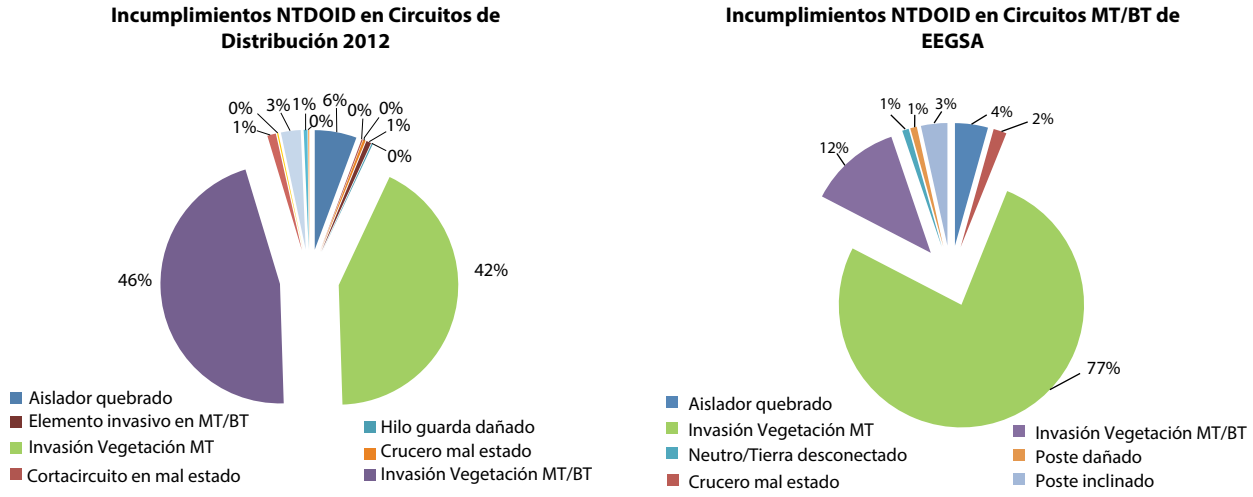
Continúa…

Nº	Subestación	CTO. DEORSA
17	20000021 SE PUERTO BARRIOS	10100130 LÍNEA 69
18	20100007 SE MAYUELAS	10100108 VALLE DORADO
19	20000011 SE PANALUYA	10000062 LA PEPESCA
20	20100016 SE JALAPA	10100057 SAN PEDRO PINULA
21	20000004 SE CHIQUIMULA	10100046 SAN JOSÉ LA ARADA
22	20000002 SE EL PROGRESO	10000006 SANTA CATARINA MITA
23	20100017 SE CHISEC	10100024 CHISEC
24	20000026 SE FRAY BARTOLOMÉ DE LAS CASAS	10000058 CHAHAL
25	20100025 SE RÍO DULCE	10100079 PARACAIDISTA
26	20000012 SE CHIQUIMULILLA	10000023 TAXISCO
27	20100008 SE MOYUTA	10100067 PEDRO DE ALVARADO

Fuente: CNEE.

Gráfica 69. Principales hallazgos de incumplimientos NTDOID realizados en las fiscalizaciones indicadas anteriormente

En total se fiscalizaron 600 puntos de red.



Fuente: CNEE.

Tabla 11. Incumplimientos NTDOID

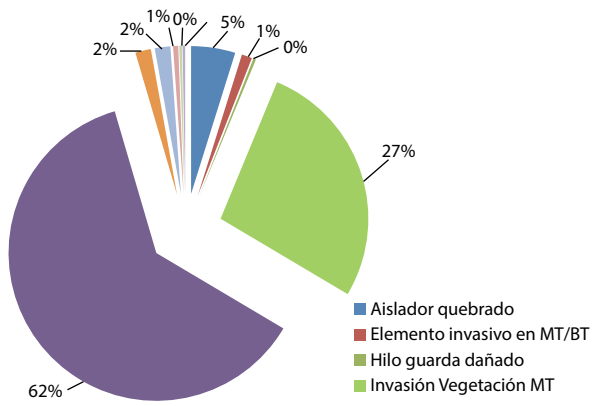
Causa	Cantidad	% sobre el Total
Aislador quebrado	34	5.7%
Cortacircuito en mal estado	1	0.2%
Crucero mal estado	2	0.3%
Elemento invasivo en MT/BT	4	0.7%
Hilo guarda dañado	1	0.2%
Invasión Vegetación MT	255	42.5%
Invasión Vegetación MT/BT	275	45.8%
Neutro/Tierra desconectado	7	1.2%
Poste dañado	1	0.2%
Poste inclinado	16	2.7%
Puente en Cortacircuito	3	0.5%
Transformador dañado	1	0.2%
TOTAL	**600**	**100.00%**

Fuente: CNEE.

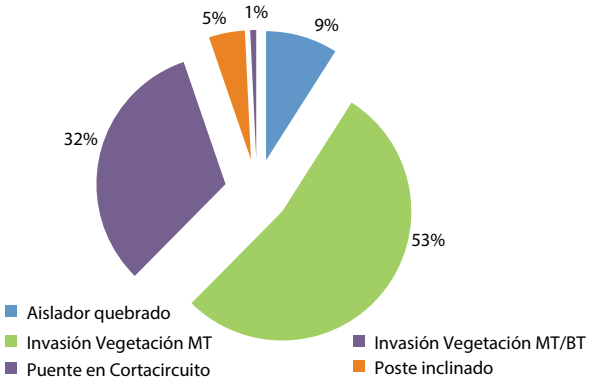
Se observa que el mayor hallazgo de incumplimientos NTDOID corresponde a la invasión de vegetación en redes de distribución MT y BT. Lo anterior afecta la calidad del servicio técnico brindado por los distribuidores, aparte de ser un incumplimiento a las distancias mínimas de seguridad establecidas en las NTDOID y falta de mantenimiento, actividades reconocidas vía tarifa a las empresas distribuidoras.

Gráfica 70. Principales hallazgos de incumplimientos NTDOID en instalaciones de los distribuidores EEGSA, DEORSA y DEOCSA

Incumplimientos NTDOID en Circuitos MT/BT, DEORSA



Incumplimientos NTDOID en Circuitos MT/BT, DEOCSA



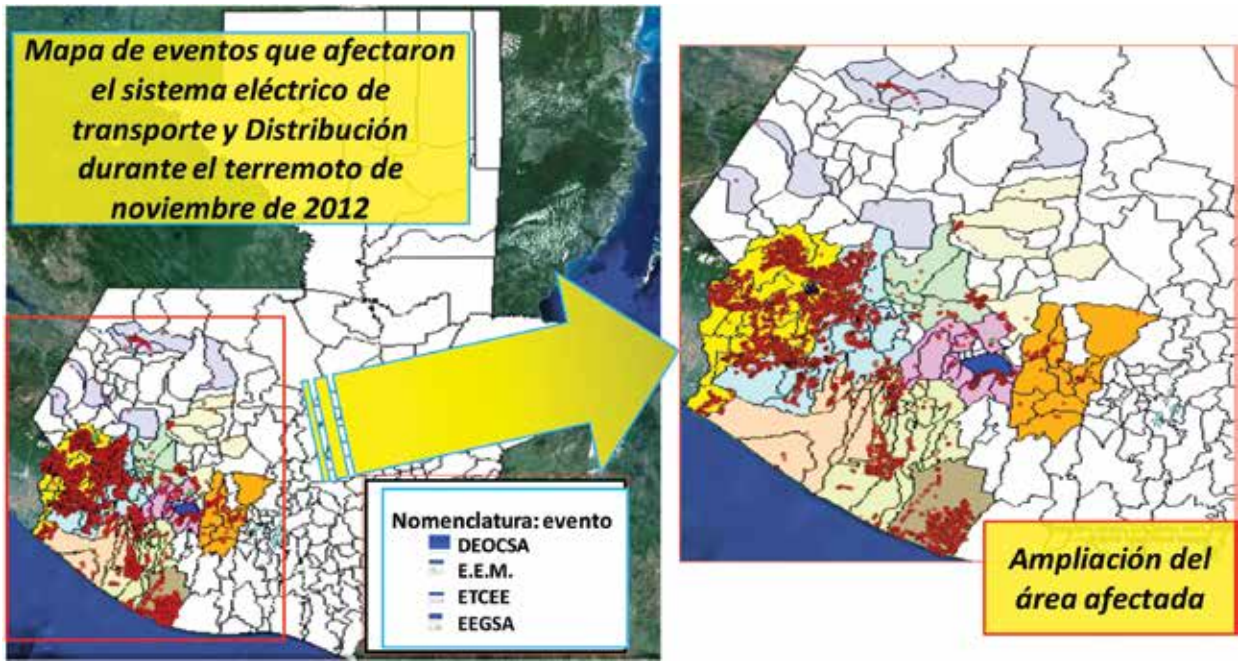
Fuente: CNEE.

Se observa que la mayor cantidad de incumplimientos corresponde a invasión de vegetación en redes de media y baja tensión. Los incumplimientos fueron subsanados por parte de EEGSA y en el caso de DEOCSA y DEORSA aún se hacen los trámites para su cumplimiento, esto incide en los índices de calidad de distribución, lo que se puede verificar en los mapas de calidad de servicio técnico.

3.4.2.2. Control Histórico de Incidencias en los Sistemas de Distribución y Transmisión

En el año 2012 se recopiló por parte de Comisión Nacional de Energía Eléctrica la información de instalaciones eléctricas del sistema eléctrico nacional que fueron afectadas por el terremoto de noviembre. La información identifica geográficamente los eventos que afectaron las instalaciones de transporte y distribución, la cual es presentada en la gráfica siguiente. Los eventos reportados fueron caídas de líneas, choque de conductores, caída de estructuras, caída de árboles sobre instalaciones, viviendas derrumbadas donde se retiró el servicio de energía.

Gráfica 71. Mapa de incidencia del terremoto de noviembre 2012 sobre la red eléctrica



Colores por departamento afectado:

Totonicapán, Quiché, Quetzaltenango, Sololá, Escuintla,

Suchitepéquez, Retalhuleu, Chimaltenango, Huehuetenango.

Fuente: CNEE con datos proporcionados por agentes.

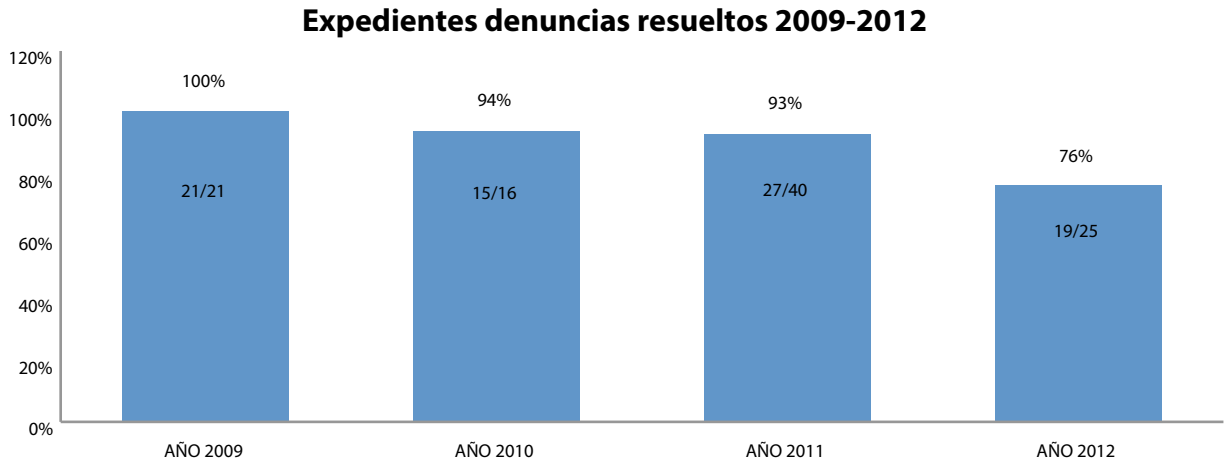
En el mapa anterior se visualiza el área afectada por los eventos reportados por los distribuidores: DEOCSA, EEGSA, las empresas eléctricas municipales de San Marcos, San Pedro San Marcos; y por el transportista ETCEE, que afectaron la continuidad del servicio de energía eléctrica. La incidencia del terremoto se tuvo en las instalaciones de distribución en los departamentos de San Marcos, Quetzaltenango, Sololá, Retalhuleu, Chimaltenango, Suchitepéquez, Escuintla, Huehuetenango, y en menor grado, en Guatemala.

3.4.2.3. Atención de Denuncias NTDOID

El proceso de atención de denuncias por incumplimientos a la Norma Técnica de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución, NTDOID, contiene los casos de violaciones a las distancias de seguridad, instalaciones en mal estado (postes o líneas) que ponen en peligro la seguridad de las personas y la continuidad del servicio de energía eléctrica.

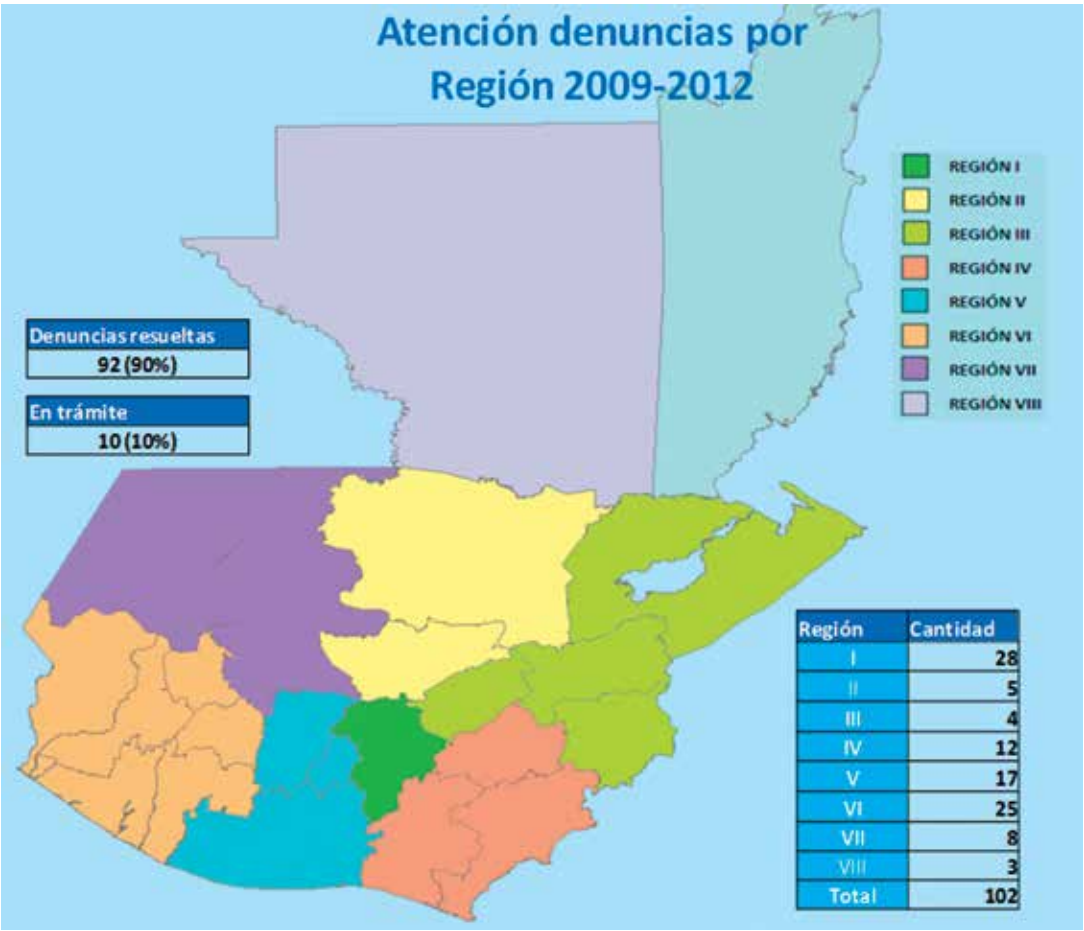
Se presentan a continuación algunas gráficas relacionadas con la resolución de denuncias por casos de incumplimientos a la norma NTDOID.

Gráfica 72. Denuncias NTDOID, porcentaje de resueltas incluyen año 2010, DRCS y GJ



Fuente: CNEE

Gráfica 73. Mapa de atención denuncias NTDOID, 2009-2012



Fuente: CNEE

3.5. INVESTIGACIONES BLACK OUT'S

Un Black Out o apagón general constituye una condición de tensión cero, que es causada por la pérdida de estabilidad del sistema o cuando el balance carga-generación del sistema es afectado por fallas en puntos críticos del sistema, al no ser liberadas por los sistemas de protección las fallas suscitadas en instalaciones de transporte o generación. Un Black Out o apagón general es la pérdida total de la utilidad del Sistema Nacional Interconectado. A continuación se presenta el registro de desconexiones totales del Sistema Nacional Interconectado del año 2012, mediante la tabla siguiente.

Tabla 12. Registro Black Out's, instalación afectada y causa del mismo

Nº	Fecha	Instalación afectada del sin	Causa	Demanda afectada (MW)
11	27/03/2012	Línea 230 KV PQP-Escuintla 2.	No actuación de protecciones y contacto de ramas con la línea	1090

Fuente: CNEE

En la tabla anterior se describe la fecha en la cual ocurrió el Black Out del sistema eléctrico nacional durante el año 2012, las instalaciones afectadas y sus características técnicas, también se incluyen las causas generales que los ocasionaron y la demanda afectada por cada uno de los eventos.

Actualmente la CNEE realiza el proceso de investigación técnica del Black Out, para deducir las responsabilidades correspondientes de acuerdo al marco legal en vigencia.

4. Encuestas
DE CALIDAD DE SERVICIO

4.1. ENCUESTA DE CALIDAD A GRANDES USUARIOS 2012

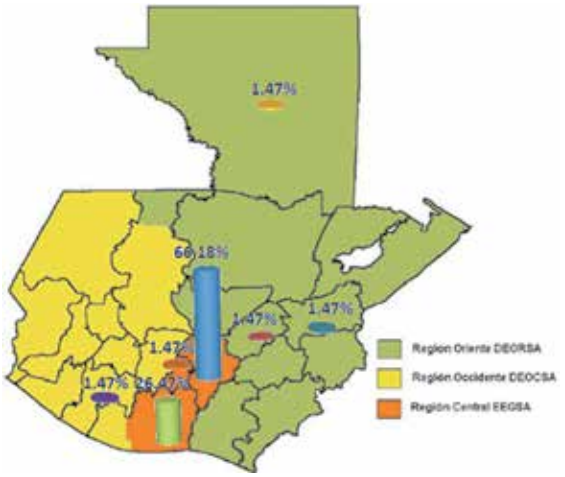
En el 2012 se realizó por segunda vez la Encuesta de Calidad a Grandes Usuarios, a través del portal de la CNEE, permitiendo la agilización de la información y así poder acceder a la misma en una forma rápida y confiable. Se desarrolló un cuestionario buscando obtener la percepción del Gran Usuario acerca de la calidad de la energía y aspectos de conocimientos regulatorios, de mercado y eficiencia energética.

De una población de 836 Razones Sociales se obtuvo una respuesta de 69 Grandes Usuarios. Se obtuvo una participación estadísticamente aceptable, que resultó en un margen de error estadístico del 9.6% con una confiabilidad del 90%.

Se concluyó que las interrupciones menores a una hora son las que más le afectan a los grandes usuarios, incluyendo los microcortes; el tema de reducción de demanda (demanda interrumpible) es desconocido para la mayoría de grandes usuarios. Un alto porcentaje posee en su empresa un medidor de respaldo, pero no tienen conocimiento si el mismo tiene la capacidad de registrar parámetros de calidad de la energía eléctrica.

Gráfica 74. Ubicación geográfica de los grandes usuarios encuestados

UBICACIÓN GEOGRÁFICA	
EL PROGRESO	1
ESCUINTLA	18
GUATEMALA	46
PETÉN	1
SACATEPÉQUEZ	1
SUCHITEPÉQUEZ	1
ZACAPA	1



Fuente: CNEE.

4.1.1. Antecedentes Generales

Dentro de las actividades principales de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se ha llevado a cabo por segundo año la Encuesta de Calidad a Grandes Usuarios conociendo la opinión e inquietudes del gran usuario.

Metodología: El listado de grandes usuarios fue proporcionado por el Administrador del Mercado Mayorista –AMM– .

De una población de 836 Grandes Usuarios, con un margen de error del 9.6% y un nivel de confianza del 90%, se obtuvo una muestra de 69 grandes usuarios.

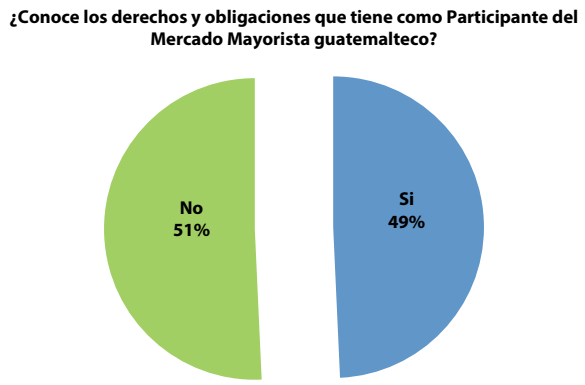
El cuestionario aplicado a dicha encuesta fue diseñado por la División de Regulación de Calidad y el apoyo de la División de Mercado, constando el mismo de 52 preguntas.

Para llenar dicha encuesta el gran usuario ingresó al sitio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica www.cnee.gob.gt, en el apartado de Calidad, en la opción Encuesta a Grandes Usuarios; para acceder a la misma, se le asignó al gran usuario un Usuario y una Contraseña por punto de conexión o razón social.

4.1.2. Resultados

1. El 51% de la población no conoce los derechos y obligaciones que como gran usuario tiene en el Mercado Mayorista. Las interrupciones menores a una hora son las que más le afectan a los grandes usuarios, incluyendo los microcortes.

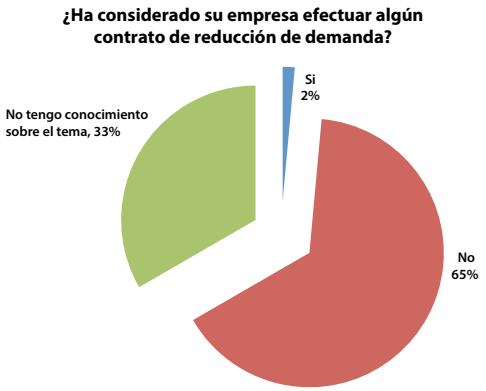
Gráfica 75. Derechos y obligaciones de los grandes usuarios



Fuente: CNEE.

2. El tema de reducción de demanda (demanda interrumpible) es desconocido para la mayoría de grandes usuarios.

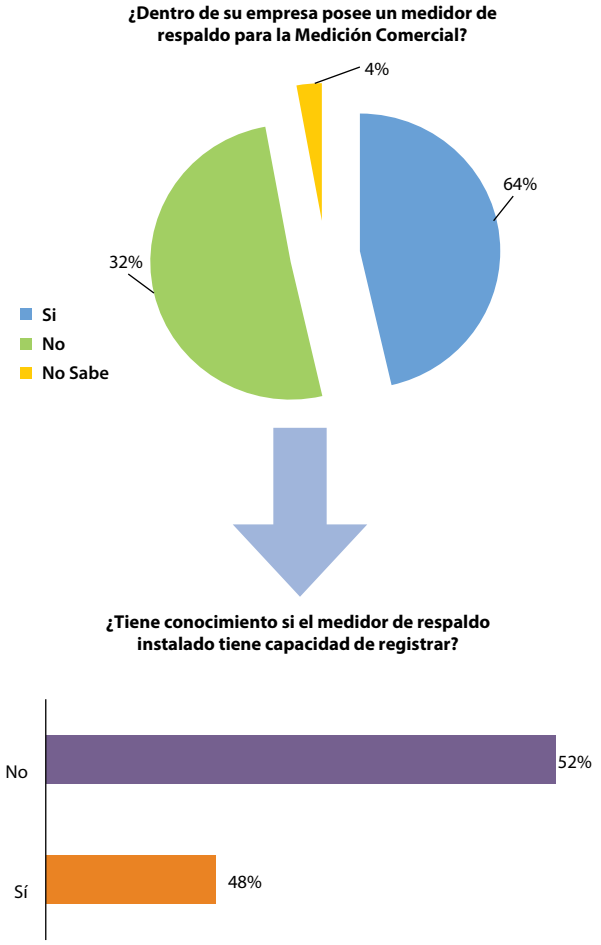
Gráfica 76. Demanda interrumpible



Fuente: CNEE.

3. Un alto porcentaje posee en su empresa un medidor de respaldo, pero no tienen conocimiento si el medidor de respaldo tiene la capacidad de registrar parámetros de calidad de la energía eléctrica.

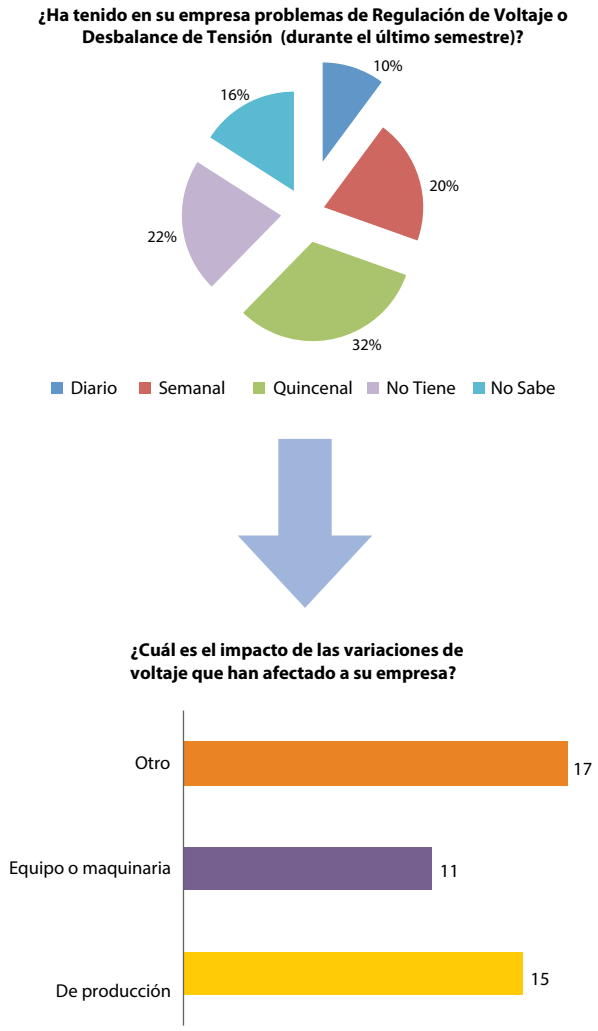
Gráfica 77. Medidor de respaldo



Fuente: CNEE.

4. Indicó la mayoría de encuestados que ha tenido problemas con la regulación de voltaje o desbalance de tensión en el último semestre.

Gráfica 78. Regulación de voltaje



Fuente: CNEE.

4.2. ENCUESTA DE CALIDAD A USUARIOS REGULADOS

En cumplimiento a lo establecido con el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, todos los años la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), 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 durante el año 2012, la cual fue realizada por empresas especializadas en realización de encuestas.

La Encuesta de Calidad 2012 mide la PERCEPCIÓN de los usuarios en relación con el servicio de Distribución Final que le es prestado por su empresa distribuidora, específicamente sobre aspectos relacionados con la atención al cliente por parte de las empresas, interrupciones de suministro y calidad del voltaje.

Para algunas empresas, existe una diferenciación marcada entre la satisfacción de sus usuarios por el servicio prestado en verano versus el prestado en invierno, afectando todos sus aspectos (calidad comercial, interrupciones y nivel de voltaje).

Todos los años el Distribuidor realizará a su costo, una encuesta representativa a consumidores ubicados en la zona en la que brinda el servicio, en la que éstos calificarán la calidad del servicio recibido. La encuesta se referirá a los aspectos de calidad de servicio que se indican en este Reglamento y a cualquier otro que señale la Comisión.

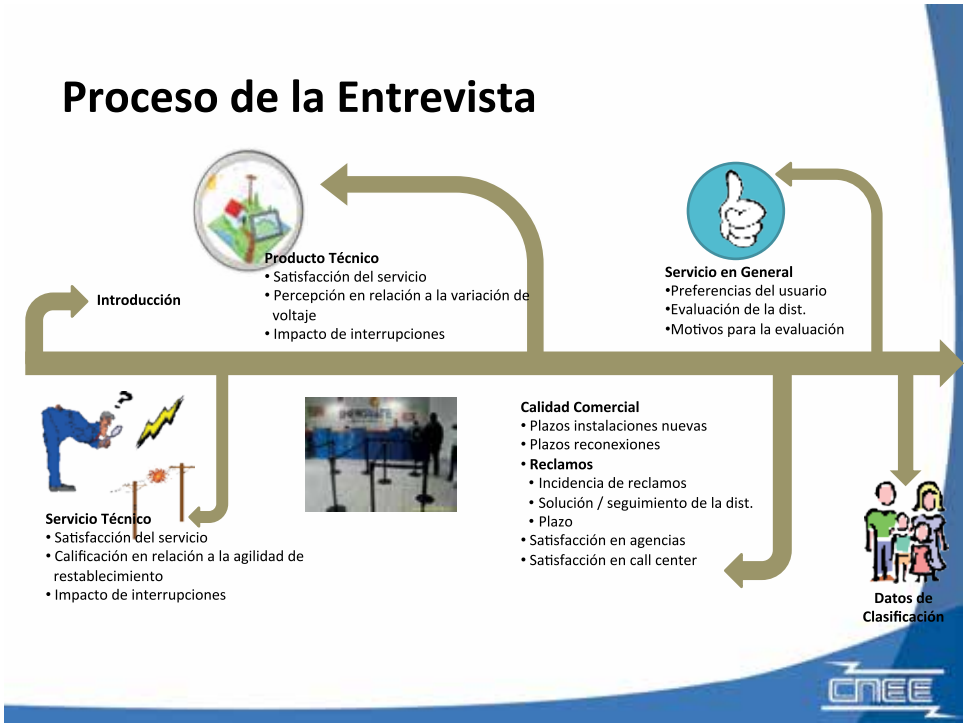
La encuesta será diseñada por la Comisión y deberá efectuarse a través de empresas especializadas registradas en la Comisión. La selección de los consumidores a encuestar se efectuará al azar, tomando como base los antecedentes que para este

efecto proporcione el distribuidor en medio computacional estándar. La Comisión podrá nombrar un representante para verificar la elección al azar de los consumidores. Los resultados serán comunicados directamente a la Comisión y al distribuidor.

La Comisión efectuará al 31 de diciembre de cada año una clasificación de las empresas en cuanto su calidad de servicio, tomando en consideración la encuesta, y el índice representativo de la calidad de servicio. Esta clasificación será informada públicamente en un diario de mayor circulación.

En la Encuesta se evalúan los parámetros de Calidad Comercial, Calidad del Servicio Técnico y Calidad del Producto Técnico.

Gráfica 79. Proceso de la entrevista a un usuario, en la cual se evalúa la percepción de la calidad prestada en sus diferentes parámetros



Fuente: CNEE.

4.2.1. Síntesis metodológica

La CNEE precalifica a empresas especializadas según lo estipulado en la Resolución CNEE-41-2011. Se realizó un estudio cuantitativo con un universo que comprende a todos los usuarios reportados por los distribuidores cuyo consumo promedio mensual superara los 10 kWh. El tamaño total de la muestra fue de 10,200 usuarios en cada fase (seleccionada por CNEE), con un margen de error de 2.5% a 5% dependiendo del Distribuidor. Se realizaron 20,400 encuestas en todo el país, separadas en dos fases: primera Fase (verano) Mayo - Junio; segunda Fase (invierno) Septiembre - Octubre del 2012.

Gráfica 80. Realización de la Encuesta 2012

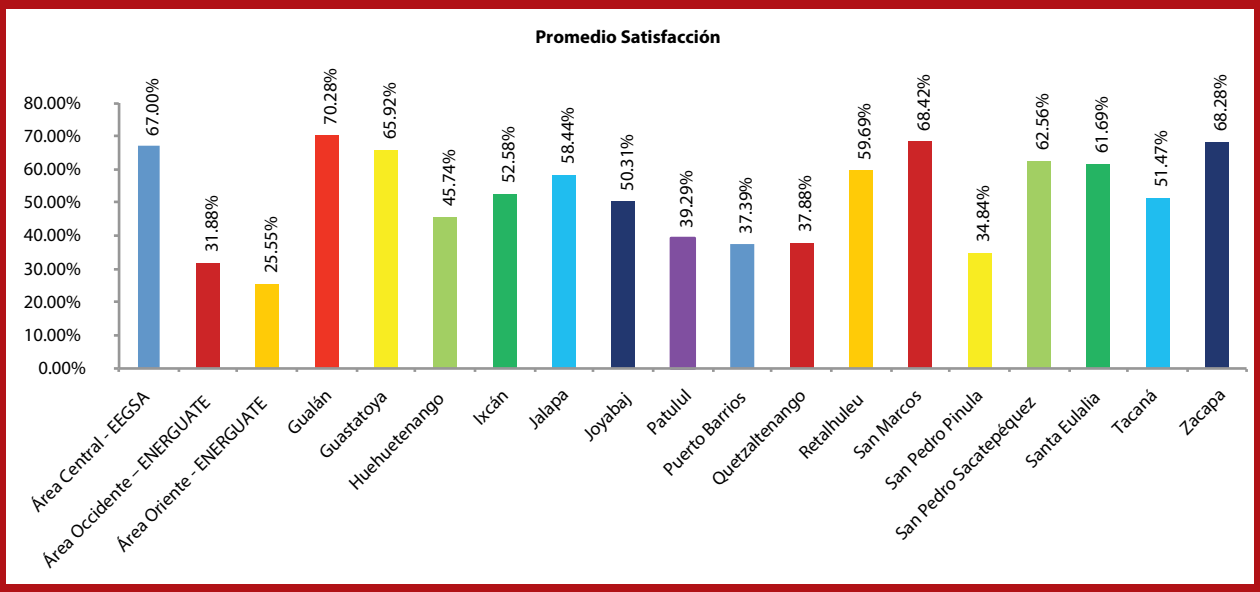
Fuente: CNEE.

Se efectúa la encuesta en ambas fases, para identificar cuánto cambia la percepción de los usuarios acerca de la prestación de los servicios en verano e invierno.

4.2.2. Resultados de la satisfacción del servicio

En la siguiente gráfica, se presenta el promedio de satisfacción de los usuarios sobre la prestación del Servicio de Distribución.

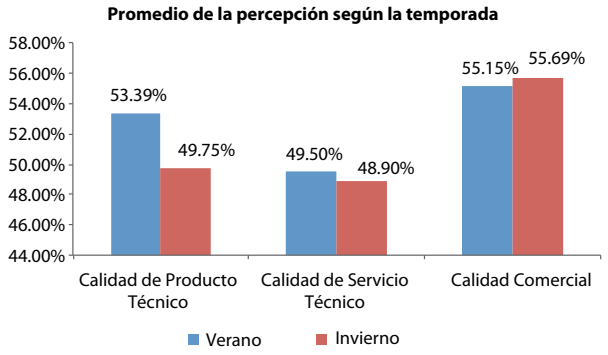
Gráfica 81. Promedio de satisfacción



Fuente: CNEE.

A continuación se muestran los resultados de la percepción de la calidad de todos los usuarios de la República de Guatemala, según los parámetros de calidad establecidos en el artículo 102 del RLGE, según los resultados de verano e invierno.

Gráfica 82. Promedio de la percepción



Fuente: CNEE.

4.2.3. Resultados publicados

En cumplimiento a lo establecido con el Artículo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, todos los años la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), 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 durante el año 2012, la cual fue realizada por empresas especializadas en realización de encuestas.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
RESULTADOS ENCUESTA DE LA PERCEPCIÓN DE LA CALIDAD 2012

En cumplimiento a lo establecido con el Articulo 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, todos los años la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), 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 durante el año 2012, la cual fue realizada por empresas especializadas en realización de encuestas.

La Encuesta de Calidad 2012 mide la **PERCEPCIÓN** de los usuarios con relación al servicio de Distribución Final que le es prestado por su empresa distribuidora, específicamente sobre aspectos relacionados con la atención al cliente por parte de las empresas, interrupciones de suministro, calidad del voltaje.

Para algunas empresas, existe una diferenciación marcada entre la satisfacción de sus usuarios por el servicio prestado en Verano versus el prestado en Invierno, afectando todos sus aspectos (calidad comercial, interrupciones y nivel de voltaje).

El detalle de los resultados por empresa, puede observarse en la página WEB de CNEE www.cnee.gob.gt en el boletín estadístico de la Encuesta de la Percepción de la Calidad 2012.

No.	Empresa Eléctrica Municipal y/o Distribuidora	Promedio Satisfacción 2012	Promedio Verano	Promedio Invierno	Satisfacción CPT		Satisfacción CST		Satisfacción CC		% Usuarios Urbanos por Distribuidora
					Verano	Invierno	Verano	Invierno	Verano	Invierno	
1	Área Central - EEGSA	67.00%	64.94%	69.06%	69.00%	71.00%	63.50%	68.50%	62.33%	67.67%	58.60%
2	Área Occidente – ENERGUATE	31.88%	35.27%	28.48%	38.90%	33.05%	31.20%	24.10%	35.70%	28.30%	30.15%
3	Área Oriente-ENERGUATE	25.55%	24.12%	26.98%	26.65%	32.95%	23.40%	21.10%	22.30%	26.90%	62.58%
4	Gualán	70.28%	77.89%	62.67%	80.00%	58.00%	81.00%	59.00%	72.67%	71.00%	98.00%
5	Guastatoya	65.92%	57.83%	74.00%	61.50%	69.50%	59.00%	80.50%	53.00%	72.00%	92.00%
6	Huehuetenango	45.74%	45.72%	45.76%	48.15%	45.60%	49.45%	36.65%	39.57%	55.03%	76.00%
7	Ixcán	52.58%	59.22%	45.94%	59.00%	43.00%	60.00%	42.50%	58.67%	52.33%	82.00%
8	Jalapa	58.44%	68.17%	48.72%	63.50%	45.50%	67.00%	50.00%	74.00%	50.67%	84.00%
9	Joyabaj	50.31%	47.72%	52.89%	41.50%	44.50%	39.00%	46.50%	62.67%	67.67%	78.00%
10	Patulul	39.29%	45.76%	32.83%	52.00%	37.50%	34.50%	34.00%	50.77%	27.00%	72.00%
11	Puerto Barrios	37.39%	49.94%	24.83%	48.50%	18.00%	47.00%	20.50%	54.33%	36.00%	68.00%
12	Quetzaltenango	37.88%	30.69%	45.06%	25.75%	46.60%	19.40%	32.30%	46.93%	56.27%	70.00%
13	Retalhuleu	59.69%	57.17%	62.22%	53.00%	61.00%	51.50%	61.00%	67.00%	64.67%	86.00%
14	San Marcos	68.42%	69.61%	67.22%	70.00%	66.00%	68.50%	76.00%	70.33%	59.67%	96.00%
15	San Pedro Pinula	34.84%	30.02%	39.67%	40.00%	47.50%	24.50%	38.50%	25.57%	33.00%	66.00%
16	San Pedro Sacatepéquez	62.56%	57.83%	67.28%	61.50%	59.00%	59.00%	65.50%	53.00%	77.33%	90.00%
17	Santa Eulalia	61.69%	57.44%	65.94%	60.00%	60.00%	44.00%	62.50%	68.33%	75.33%	88.00%
18	Tacaná	51.47%	44.22%	58.72%	36.00%	54.50%	38.00%	54.00%	58.67%	67.67%	80.00%
19	Zacapa	68.28%	77.33%	59.22%	79.50%	52.00%	80.50%	56.00%	72.00%	69.67%	94.00%
			X 52.68%	X 51.45%							

EJEMPLO DE INTERPRETACIÓN

Las empresas que tienen el % Promedio de Satisfacción de la encuesta más altos son las mejores calificadas por sus usuarios con relación al servicio de distribución final de electricidad que reciben. De acuerdo a lo anterior tenemos como mejor calificada a Empresa Eléctrica Municipal de Gualán; Segundo Lugar: .Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos; Tercer Lugar: Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa

FICHA TÉCNICA

La CNEE precalifica a empresas especializadas según lo estipulado en la Resolución CNEE-41-2011. Universo: Todos los usuarios reportados por las distribuidoras. Tamaño de la muestra 10,200 en cada fase (seleccionada por CNEE). Margen de error de 2.5% a 5 %. Fecha de elaboración: Primera Fase (verano) Mayo - Junio; Segunda Fase (invierno) Septiembre – Octubre del 2012. Se presentan los resultados de la encuesta a la muestra seleccionada, en verano e invierno, así como el resultado anual.

% Promedio de Satisfacción de la encuesta: Promedio de Satisfacción de los Usuarios de Calidad Comercial, Producto Técnico y Servicio Técnico.

% Satisfacción CPT: Porcentaje de usuarios que indican estar satisfechos por el Producto Técnico (mide la percepción del usuario sobre las variaciones de voltaje en el servicio).

% Satisfacción CST: Porcentaje de usuarios que indican estar satisfechos con el Servicio Técnico (mide la percepción del usuario sobre las interrupciones del servicio).

% Satisfacción CC: Porcentaje de usuarios que indicaron estar satisfechos con la Calidad Comercial (mide la percepción del usuario sobre la atención comercial).

5. Control
DE SANCIONES

5. Control DE SANCIONES

La Comisión, de acuerdo con lo estipulado por la Ley General de Electricidad, sancionará con multa las infracciones a cualquier disposición de la misma. Las sanciones regulan la conducta de los administrados, a fin de que cumplan a cabalidad con las disposiciones que les sean aplicables y previenen conductas que atenten contra la seguridad y el medio ambiente, así como contra la calidad de los servicios regulados.

Según el Marco Regulatorio Vigente, las sanciones pueden establecerse como indemnizaciones a los afectados, o por medio de multas impuestas por la Comisión por incumplimiento a las obligaciones establecidas en la normativa. Las 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.

Las multas se expresan en términos de la tarifa del componente de energía aplicable a 1 kWh, a nivel de cliente residencial en ciudad de Guatemala, en las condiciones que estipule el reglamento de esta ley. Cuando se trate de usuarios, las multas estarán comprendidas entre 100 y 10,000 kWh. En el caso de generadores, transportistas y distribuidores, dependiendo de la gravedad de la falta, las multas estarán comprendidas entre 10,000 y 1,000,000 kWh, correspondiente al primer día del mes en que se está aplicando la multa. En el artículo 80 de la Ley General de Electricidad se detallan los valores de las sanciones con multas por las infracciones a dicha ley.

A continuación se presenta un resumen histórico de los montos de sanciones resueltos por CNEE, y su desagregación por tema y empresa, actualizados al 15 de abril de 2013. Dicho resumen corresponde a lo resuelto por la CNEE de conformidad con el cumplimiento al Marco Regulatorio Vigente. Una cantidad importante de dichos montos presentados están sujetos a procesos judiciales y podrían variar de acuerdo a la resolución legal de dichos procesos.

Gráfica 83. Total de sanciones resueltas y notificadas al 15/04/2013

Fuente: CNEE.

El monto anual presentado, corresponde al monto resuelto por la CNEE, que puede ser relacionado con años anteriores, el mismo está actualizado al 15 de abril de 2013. Como ejemplo puede observarse que el monto resuelto en 2013, corresponde al control de indicadores de años anteriores.

Los montos de las sanciones van en incremento en relación con la primera década del siglo XXI debido a la aplicación gradual de la normativa de Calidad, que establece la imposición de indemnizaciones a partir de la Etapa de Régimen. En esta etapa se exigirá a todos los participantes, el cumplimiento de los índices o indicadores individuales y globales de calidad de todos los parámetros contenidos en estas Normas, que les correspondan. En caso de incumplimiento en las tolerancias admisibles por Desbalance de Tensión para servicios trifásicos, por Distorsión Armónica de Tensión o Corriente y por Flícker, las indemnizaciones se aplicarán a partir del décimo tercer mes de iniciada la Etapa de Régimen. Para el caso de las Indemnizaciones Globales por Servicio Técnico en Distribución, en la normativa se excluye el cálculo de los mismos para los dos primeros semestres de la Etapa de Régimen.

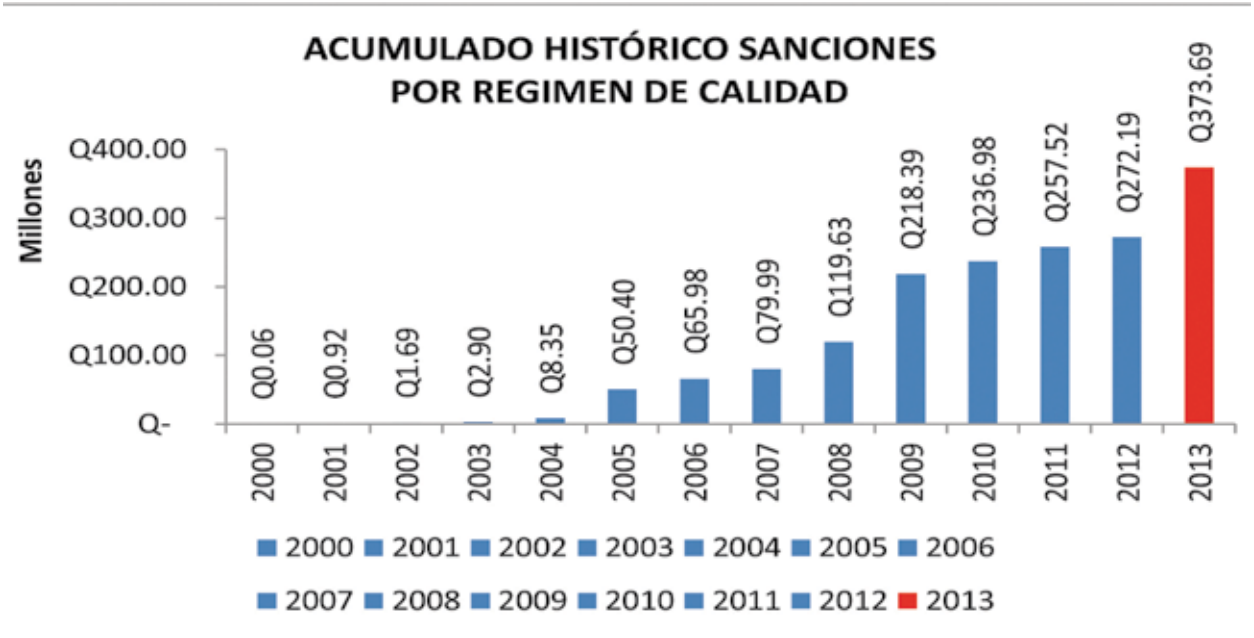
Asimismo, las Metodologías para el Control de la Calidad de Servicio que fueron establecidas a partir del año 2003, significó una mejor aplicación del control de la Calidad de Servicio, el cual va ligado directamente al resultado histórico presentado precedentemente.

Entre las obligaciones de los distribuidores se encuentran las siguientes:

- Responder ante otros participantes, por el pago de las indemnizaciones ocasionadas por la transgresión a las tolerancias establecidas en las Normas.

- Pagar a sus usuarios las indemnizaciones que correspondan, acreditándolas en la facturación inmediatamente posterior al período de control, por incumplimiento de la calidad del servicio de energía eléctrica, independientemente de que la causa se deba a deficiencias propias o ajenas, salvo casos de fuerza mayor.

Gráfica 84. Monto acumulado de sanciones resueltas y notificadas al 15/04/2013



Fuente: CNEE.

La Gráfica 84, muestra el acumulado histórico de la resolución de montos de multas o indemnizaciones, relacionadas con Calidad de Servicio en Distribución y Transmisión.

En la tabla siguiente puede observarse el detalle de los montos por año año de las sanciones impuestas a los diferentes agentes del sector, por incumplimientos relacionados con la calidad del servicio. El monto acumulado de multas por temas de calidad desde el año 2000 es superior a los Q 95 millones. El monto acumulado de indemnizaciones por temas de calidad desde el año 2000 es superior a los Q 277 millones.

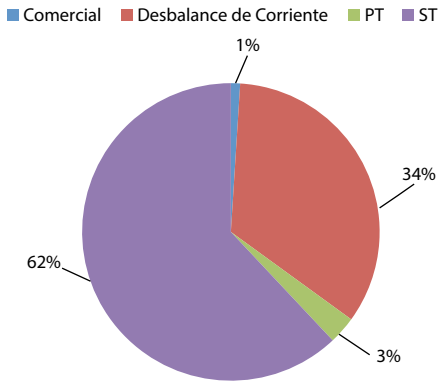
Tabla 13. Sanciones por año

Año	MULTAS	INDEMNIZACIONES	TOTAL SANCIONES	ACUMULADO HISTÓRICO SANCIONES POR RÉGIMEN DE CALIDAD
2000	Q 60,486.00		Q 60,486.00	Q 60,486.00
2001	Q 703,910.00	Q 158,148.16	Q 862,058.16	Q 922,544.16
2002	Q 771,592.00	Q -	Q 771,592.00	Q 1,694,136.16
2003	Q 1,049,759.00	Q 160,214.21	Q 1,209,973.21	Q 2,904,109.37
2004	Q 4,366,743.80	Q 1,077,185.57	Q 5,443,929.37	Q 8,348,038.74
2005	Q 6,990,687.49	Q 35,062,237.95	Q 42,052,925.44	Q 50,400,964.18
2006	Q 13,262,438.61	Q 2,319,704.82	Q 15,582,143.43	Q 65,983,107.61
2007	Q 9,760,006.00	Q 4,251,715.21	Q 14,011,721.21	Q 79,994,828.82
2008	Q 14,584,331.11	Q 25,051,391.64	Q 39,635,722.75	Q 119,630,551.57
2009	Q 23,784,778.21	Q 74,976,309.19	Q 98,761,087.40	Q 218,391,638.97
2010	Q 8,013,638.40	Q 10,571,651.74	Q 18,585,290.14	Q 236,976,929.11
2011	Q 8,011,842.14	Q 12,527,942.48	Q 20,539,784.62	Q 257,516,713.73
2012	Q 4,378,905.38	Q 10,291,363.08	Q 14,670,268.46	Q 272,186,982.19
2013	Q -	Q 101,505,060.02	Q 101,505,060.02	Q 373,692,042.21
Totales	**Q 95,739,118.14**	**Q 277,952,924.07**	**Q 373,692,042.21**	

Fuente: CNEE.

La gráfica siguiente muestra un resumen de los montos de indemnizaciones resueltos por CNEE, y su desagregación por Parámetro de Calidad, actualizados al 15 de abril de 2013. Dicho resumen corresponde a lo resuelto por la CNEE de conformidad con el cumplimiento al Marco Regulatorio Vigente. Una cantidad importante de dichos montos presentados están sujetos a procesos judiciales y podrían variar de acuerdo a la resolución legal de dichos procesos.

Gráfica 85. Total acumulado de indemnizaciones resueltas por la CNEE por transgresión a los indicadores de Calidad de Servicio



Fuente: CNEE.

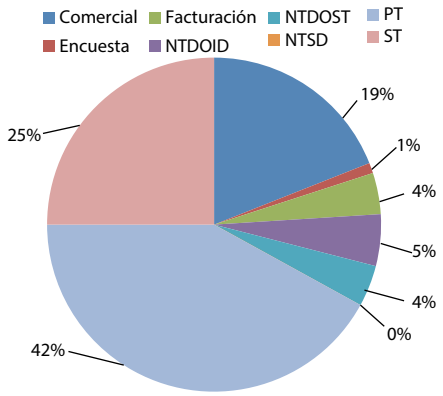
En lo que corresponde a la Calidad del Servicio y como resultado de los diversos procesos administrativos realizados, se resolvieron procesos de indemnizaciones, con un monto acumulado de más de 277 millones en indemnizaciones por transgresiones a las tolerancias de los siguientes indicadores de calidad.

- Solicitud de conexión de Nuevos Servicios sin Modificación de Red (CNXSMR)
- Solicitud de conexión de Nuevos Servicios con Modificación de Red (CNXCMR)
- Reconexiones (RCNX)
- Facturación errónea
- Indemnizaciones Individuales de Calidad de Servicio Técnico Distribución (FIU y TIU)
- Indemnizaciones Globales de Calidad de Servicio Técnico Transmisión (TTIK y FMIK)
- Indemnizaciones por transgresión a las tolerancias de Calidad de Producto Técnico.
- Desbalance de Corriente - (Producto Técnico de Transporte).

A continuación se muestra la desagregación de los montos de indemnizaciones resueltas por año y por empresa.

La CNEE ha resuelto una cantidad importante de multas por transgresiones a la normativa. El monto total de multas impuestas por CNEE por temas de Calidad de Servicio es superior a los Q 95 millones de quetzales desde 2001.

Gráfica 86. Total acumulado de multas resueltas por la por transgresión a los indicadores de Calidad de Servicio



Fuente: CNEE.

La CNEE ha detectado incumplimientos de diversas índoles en el desempeño de las obligaciones de los Distribuidores y Transportistas, que resultaron en multas. A continuación se presenta el detalle de las multas resueltas y notificadas (en quetzales) por parte de la Comisión en los años comprendidos de 2000 a abril 2013 por temas de Calidad, las cuales han resultado de la gestión y trámite de distintos expedientes.

Tabla 14. Detalle de indemnizaciones resueltas por año de resolución

AÑO		DEOCSA	DEORSA	EEGSA	EEM Quetzaltenango	EEM Puerto Barrios
2001	Q158,148.16	Q-	Q-	Q158,148.16	Q-	Q-
2002	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2003	Q160,214.21	Q34,552.64	Q-	Q125,661.57	Q-	Q-
2004	Q1,077,185.57	Q153,836.69	Q90,305.36	Q833,043.52	Q-	Q-
2005	Q35,062,237.95	Q14,284,296.42	Q19,430,620.62	Q999,406.34	Q-	Q-
2006	Q2,319,704.82	Q1,155,572.51	Q1,164,132.31	Q-	Q-	Q-
2007	Q4,251,715.21	Q1,718,846.21	Q2,532,447.10	Q421.90	Q-	Q-
2008	Q25,051,391.64	Q8,970,050.71	Q16,001,321.49	Q80,019.44	Q-	Q-
2009	Q74,976,309.19	Q34,874,244.91	Q35,630,901.18	Q487.70	Q2,621,613.15	Q432,804.23
2010	Q10,571,651.74	2447445.78	Q3,856,688.25	Q-	Q1,393,027.47	Q1,527,568.27
2011	Q12,527,942.48	Q2,725,504.54	Q3,423,680.20	Q317,701.88	Q4,021,613.30	Q243,410.41
2012	Q10,291,363.08	Q891,150.31	Q1,231,088.40	Q601,935.44	Q7,038,562.02	Q62,966.59
2013	Q101,505,060.02	Q46,211,187.09	Q54,525,905.82	Q767,967.11	Q-	Q-
TOTALES	**Q277,952,924.07**	**Q113,466,687.81**	**Q137,887,090.73**	**Q3,884,793.06**	**Q15,074,815.94**	**Q2,266,749.50**
	100%	**40.82%**	**49.61%**	**1.40%**	**5.42%**	**0.82%**

AÑO		EEM Guastatoya	EHM Retalhueleu	EEM Gualán	EEM Jalapa	EEM San Marcos
2001	Q158,148.16	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2002	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2003	Q160,214.21	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2004	Q1,077,185.57	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2005	Q35,062,237.95	Q1,844.49	Q92,254.51	Q-	Q-	Q237,215.57
2006	Q2,319,704.82	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2007	Q4,251,715.21	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2008	Q25,051,391.64	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2009	Q74,976,309.19	Q394,211.47	Q440,380.36	Q287,190.86	Q131,490.76	Q130,702.11
2010	Q10,571,651.74	Q570,020.93	Q395,182.45	Q195,277.06	Q121,784.74	Q30,846.91
2011	Q12,527,942.48	Q19,345.53	Q179,461.04	Q1,040,208.99	Q77,592.59	Q45,522.99
2012	Q10,291,363.08	Q46,611.71	Q32,191.13	Q278,677.23	Q-	Q5,710.73
2013	Q101,505,060.02	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
TOTALES	**Q277,952,924.07**	**Q1,032,034.13**	**Q1,139,469.49**	**Q1,801,354.14**	**Q330,868.09**	**Q449,998.31**
	100%	**0.38%**	**0.41%**	**0.65%**	**0.12%**	**0.16%**

AÑO		EEM San Pedro Sac.	EMRE	EEM Zacapa	EEM Huehuetenango
2001	Q158,148.16	Q-	Q-	Q-	Q-
2002	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2003	Q160,214.21	Q-	Q-	Q-	Q-
2004	Q1,077,185.57	Q-	Q-	Q-	Q-
2005	Q35,062,237.95	Q-	Q-	Q-	Q-
2006	Q2,319,704.82	Q-	Q-	Q-	Q-
2007	Q4,251,715.21	Q-	Q-	Q-	Q-
2008	Q25,051,391.64	Q-	Q-	Q-	Q-
2009	Q74,976,309.19	Q24,332.15	Q7,950.31	Q-	Q-
2010	Q10,571,651.74	Q12,198.71	Q17,352.53	Q4,258.64	Q-
2011	Q12,527,942.48	Q-	Q135,472.71	Q286,739.65	Q11,688.65
2012	Q10,291,363.08	Q-	Q5,440.33	Q42,205.76	Q54,823.43
2013	Q101,505,060.02	Q-	Q-	Q-	Q-
TOTALES	**Q277,952,924.07**	**Q36,530.86**	**Q166,215.88**	**Q333,204.05**	**Q66,512.08**
	100%	**0.01%**	**0.06%**	**0.12%**	**0.02%**

Fuente: CNEE.

Tabla 15. Detalle de multas resueltas por año de resolución

AÑO		DEOCSA	DEORSA	EEGGSA	ETCEE	TRELEC	DUKE	RECSA
2000	Q60,486.00	Q-	Q-	Q60,486.00	Q-	Q-	Q-	Q-
2001	Q703,910.00	Q288,669.00	Q227,914.00	Q187,327.00	Q-	Q-	Q-	Q-
2002	Q771,592.00	Q333,250.00	Q427,755.00	Q10,587.00	Q-	Q-	Q-	Q-
2003	Q1,049,759.00	Q628,068.00	Q421,691.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2004	Q4,366,743.80	Q1,489,095.00	Q2,550,780.00	Q312,925.80	Q-	Q-	Q-	Q-
2005	Q6,990,687.49	Q2,306,743.00	Q2,488,234.00	Q100,697.00	Q1,665,233.49	Q429,780.00	Q-	Q-
2006	Q13,262,438.61	Q4,343,301.00	Q8,459,854.00	Q28,612.00	Q384,238.15	Q15,251.46	Q-	Q-
2007	Q9,760,006.00	Q7,630,215.00	Q2,099,894.00	Q29,897.00	Q-	Q-	Q-	Q-
2008	Q14,584,331.11	Q8,695,982.64	Q4,655,876.24	Q329,891.88	Q367,687.10	Q518,077.25	Q-	Q-
2009	Q23,784,778.21	Q10,382,319.84	Q6,480,312.74	Q421,029.02	Q3,027,206.76	Q926,782.65	Q1,091,475.99	Q156,127.02
2010	Q8,013,638.40	Q728,544.15	Q1,740,392.50	Q205,920.17	Q2,427,468.85	Q315,534.20	Q631,865.78	Q753,465.11
2011	Q8,011,872.14	Q3,078,861.27	Q1,884,000.18	Q578,024.62	Q1,751,161.50	Q39,354.67	Q645,416.67	Q19,281.36
2012	Q4,378,905.38	Q1,849,699.68	Q1,683,730.80	Q94,412.06	Q295,331.15	Q67,058.34	Q22,149.41	Q617.94
2013	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
TOTALES	**Q95,739,148.14**	**Q41,754,748.58**	**Q33,120,434.46**	**Q2,359,809.55**	**Q9,918,327.00**	**Q2,311,838.57**	**Q2,390,907.85**	**Q929,491.43**

AÑO		EEM Quetzaltenango	EEM Puerto Barrios	EEM Guastatoya	EHM Retalhuleu	EEM Gualán	EEM Jalapa	EEM San Marcos
2000	Q60,486.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2001	Q703,910.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2002	Q771,592.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2003	Q1,049,759.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2004	Q4,366,743.80	Q13,943.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2005	Q6,990,687.49	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	
2006	Q13,262,438.61	Q-	Q-	Q-	Q-	Q14,318.00	Q-	
2007	Q9,760,006.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	
2008	Q14,584,331.11	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	
2009	Q23,784,778.21	Q657,068.17	Q67,759.50	Q41,625.68	Q39,337.84	Q12,350.00	Q29,275.68	Q157,867.56
2010	Q8,013,638.40	Q98,738.42	Q117,743.38	Q114,687.68	Q96,994.14	Q95,682.72	Q101,794.12	Q17,693.54
2011	Q8,011,872.14	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2012	Q4,378,905.38	Q45,738.25	Q-	Q-	Q45,738.25	Q45,738.25	Q45,738.25	Q-
2013	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
TOTALES	**Q95,739,148.14**	**Q815,487.84**	**Q185,502.88**	**Q156,313.36**	**Q182,070.23**	**Q168,088.97**	**Q176,808.05**	**Q175,561.10**

AÑO		EEM San Pedro Sac.	EMRE	EEM Zacapa	EEM San Pedro Pin.	EEM Tacaná	EEM Huehue-tenango	EEM Joyabaj	EEM Sayaxché	EEM Santa Eulalia
2000	Q60,486.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2001	Q703,910.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2002	Q771,592.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2003	Q1,049,759.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2004	Q4,366,743.80	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2005	Q6,990,687.49	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2006	Q13,262,438.61	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q16,864.00	Q-
2007	Q9,760,006.00	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
2008	Q14,584,331.11	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q16,816.00	Q-
2009	Q23,784,778.21	Q43,913.52	Q-	Q39,916.82	Q-	Q-	Q53,975.68	Q12,350.00	Q131,733.74	Q12,350.00
2010	Q8,013,638.40	Q53,080.62	Q50,024.92	Q70,774.16	Q128,471.50	Q14,637.84	Q129,325.52	Q67,718.46	Q-	Q53,080.62
2011	Q8,011,872.14	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q15,741.87	Q-	Q-	Q30.00
2012	Q4,378,905.38	Q-	Q-	Q-	Q45,738.25	Q-	Q91,476.50	Q-	Q-	Q45,738.25
2013	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-	Q-
TOTALES	**Q95,739,148.14**	**Q96,994.14**	**Q50,024.92**	**Q110,690.98**	**Q174,209.75**	**Q14,637.84**	**Q290,519.57**	**Q80,068.46**	**Q165,413.74**	**Q111,198.87**

Fuente: CNEE.

6. Lista DE TABLAS Y GRÁFICAS

Tabla 1. Usuarios semestrales 11
Tabla 2. Desagregación del peso de los usuarios urbanos y rurales por distribuidora 12
Tabla 3. Tipificación de Reclamos 2012 25
Tabla 4. Interrupciones programadas reportadas por EE, DC y DR para el año 2012. 26
Tabla 5. Puntos de medición de Regulación de Tensión para el año 2012 38
Tabla 6. Agencias Comerciales visitadas del área de cobertura de EEGSA en el año 2012 46
Tabla 7. Agencias Comerciales visitadas del área de cobertura de DEOCSA en el año 2012 46
Tabla 8. Agencias Comerciales visitadas del área de cobertura de DEORSA en el año 2012 47
Tabla 9. Inspecciones de Campo Realizadas por Distribuidor en el año 2012 50
Tabla 10. Setenta y tres circuitos fiscalizados en forma muestral, durante el año 2012 65
Tabla 11. Incumplimientos NTDOID 67
Tabla 12. Registro Black Out's, instalación afectada y causa del mismo 70
Tabla 13. Sanciones por año 85
Tabla 14. Detalle de indemnizaciones resueltas por año de resolución 87
Tabla 15. Detalle de multas resueltas por año de resolución 88

Gráfica 1. Ubicación de las Empresas Eléctricas 12
Gráfica 2. Conexiones realizadas en plazo por EEGSA, DEOCSA y DEORSA en el año 2012 16
Gráfica 3. Conexiones realizadas fuera de plazo por EEGSA, DEOCSA y DEORSA en el año 2012 17
Gráfica 4. Solicitudes que efectuaron el pago de Depósito de Garantía y que no fueron conectados en el 2012 17
Gráfica 5. Conexiones con Modificación de Red en Plazo de EEGSA 18
Gráfica 6. Solicitudes que pagaron depósito de garantía y que no fueron conectados en el 2012 18
Gráfica 7. Reconexiones en Plazo por Distribuidor en el año 2012 19
Gráfica 8. Reconexiones Fuera de Plazo por Distribuidor en el año 2012 19
Gráfica 9. Reclamos por Facturación procedentes e improcedentes recibidos por los Distribuidores 20
Gráfica 10. Facturación Errónea de EEGSA 20
Gráfica 11. Facturación Errónea de DEOCSA 21
Gráfica 12. Facturación Errónea de DEORSA 21
Gráfica 13. Facturación Errónea de EEGSA, DEOCSA y DEORSA en el año 2012 21
Gráfica 14. Porcentaje de Reclamos EEGSA, DEOCSA y DEORSA, año 2012 22
Gráfica 15. Tiempo Promedio de Procesamiento de Reclamos y Quejas 23
Gráfica 16. Modalidad de Presentación de Reclamo de EEGSA, año 2012 23
Gráfica 17. Modalidad de Presentación de Reclamo de DEOCSA, año 2012 24

Gráfica 18. Modalidad de Presentación de Reclamo de DEORSA, año 2012 24
Gráfica 19. Cantidad de medidores a verificar cada mes 25
Gráfica 20. Interrupciones programadas reportadas por EE, DC y DR para el año 2012 26
Gráfica 21. R % globales primer semestre 2012 27
Gráfica 22. R % globales segundo semestre 2012 27
Gráfica 23. TPPR global primer semestre 2012 27
Gráfica 24. TPPR global segundo semestre 2012 27
Gráfica 25. Comunidades conflictivas según DEOCSA y DEORSA 28
Gráfica 26. Acreditación de indemnizaciones comerciales a usuarios 29
Gráfica 27. Montos indemnizados por proceso de fiscalización. 29
Gráfica 28. Mediciones Calidad de Producto Técnico –Regulación de Tensión– por distribuidora 2012 31
Gráfica 29. Total de Mediciones Fuera de Tolerancia durante el año 2012 - Regulación de Tensión 32
Gráfica 30. Gráficas de valores individuales promedio Frecuencia de Interrupciones por Usuario (Cantidad de Interrupciones) –FIU– en el área urbana y rural 35
Gráfica 31. Gráficas de valores individuales promedio de tiempo de interrupción por usuario (Horas Fuera de Servicio) –TIU– en el área urbana y rural 36
Gráfica 32. Monto por distribuidora de las indemnizaciones de Calidad de Servicio Técnico para el año 2012 37
Gráfica 33. Puntos Fuera de tolerancia –Regulación de Tensión– por transportista año 2012 38
Gráfica 34. Indisponibilidades Forzadas por Transportista 2012 40
Gráfica 35. Duración de Indisponibilidades Forzadas por Transportista 2012 40
Gráfica 36. Número de Indisponibilidades Programadas por Transportista 2012 41
Gráfica 37. Duración de Indisponibilidades Programadas por Transportista 2012 42
Gráfica 38. Esquema de fiscalización 45
Gráfica 39. Agencias Supervisadas por Distribuidor en el año 2012 46
Gráfica 40. Lecturas por municipios DEOCSA en el año 2012 47
Gráfica 41. Lecturas por municipios DEORSA en el año 2012 48
Gráfica 42. Verificación de medidores realizadas por EEGSA durante el 2012 48
Gráfica 43. Verificación realizada en las casas de los usuarios con equipo portátil por DEOCSA en el 2012. 49
Gráfica 44. Verificación realizada en las casas de los usuarios con equipo portátil por DEORSA en el 2012 49
Gráfica 45. Fotografías de la Actividad de Inspección 49
Gráfica 46. Inspecciones de Campo Realizadas por Distribuidor en el año 2012 50
Gráfica 47. Mediciones Fiscalizadas por Región 2012 51
Gráfica 48. En el año 2012, se fiscalizaron 1,276 Mediciones de CPT por personal de CNEE 51
Gráfica 49. Mediciones con Incidencia por región, para el año 2012 52

Gráfica 50. Porcentaje de Incidencias en la Fiscalización de Mediciones durante el año 2012 52
Gráfica 51. Ubicación de los medidores de interrupciones 53
Gráfica 52. Pantalla de reporte de los equipos de monitoreo en Tiempo Real 54
Gráfica 53. Gestión de denuncias por tema 55
Gráfica 54. Inspección Efectuada Expediente DRCS-12-41 55
Gráfica 55. Gestión del mantenimiento para la mejora del Producto y Servicio Técnico 56
Gráfica 56. Mantenimientos por subestación 57
Gráfica 57. Mantenimientos por circuito 57
Gráfica 58. Tipos de actividades de mantenimiento realizadas por DEORSA en 2012 58
Gráfica 59. Actividades por departamento 58
Gráfica 60. Mantenimientos por región 59
Gráfica 61. El Distribuidor en 2012, realizó actividades de Poda (Corte de Ramas) una cantidad de 876 Km de su Red 59
Gráfica 62. Mantenimientos por subestación 60
Gráfica 63. Mantenimientos por circuito 60
Gráfica 64. Actividades de mantenimiento realizadas por DEOCSA en el año 2012 61
Gráfica 65. Actividades por departamento 62
Gráfica 66. Mantenimientos por región 62
Gráfica 67. DEOCSA realizó actividades de Poda (Corte de Ramas) una cantidad de 2,844 Km de su Red 63
Gráfica 68. Incumplimientos NTDOID en Circuitos MT/BT de EEGSA, DEORSA y DEOCSA 64
Gráfica 69. Principales hallazgos de incumplimientos NTDOID realizados en las fiscalizaciones indicadas anteriormente 66
Gráfica 70. Principales hallazgos de incumplimientos NTDOID en instalaciones de los distribuidores EEGSA, DEORSA y DEOCSA 67
Gráfica 71. Mapa de incidencia del terremoto de noviembre 2012 sobre la red eléctrica 68
Gráfica 72. Denuncias NTDOID, porcentaje de resueltas incluyen año 2010, DRCS y GJ 69
Gráfica 73. Mapa de atención denuncias NTDOID, 2009-2012 69
Gráfica 74. Ubicación geográfica de los grandes usuarios encuestados 73
Gráfica 75. Derechos y obligaciones de los grandes usuarios 74
Gráfica 76. Demanda interrumpible 74
Gráfica 77. Medidor de respaldo 74
Gráfica 78. Regulación de voltaje 75
Gráfica 79. Proceso de la entrevista a un usuario, en la cual se evalúa la percepción de la calidad prestada en sus diferentes parámetros 76
Gráfica 80. Realización de la Encuesta 2012 77
Gráfica 81. Promedio de satisfacción 77
Gráfica 82. Promedio de la percepción 78

Gráfica 83. Total de sanciones resueltas y notificadas al 15/04/2013 83
Gráfica 84. Monto acumulado de sanciones resueltas y notificadas al 15/04/2013 84
Gráfica 85. Total acumulado de indemnizaciones resueltas por la CNEE por transgresión a los indicadores de Calidad de Servicio 86
Gráfica 85. Total acumulado de indemnizaciones resueltas por la CNEE por transgresión a los indicadores de Calidad de Servicio 86