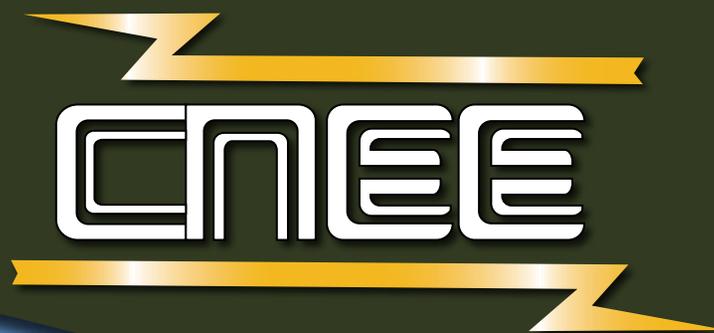


Comisión Nacional de Energía Eléctrica
República de Guatemala



Memoria de Labores
2016-2017

Memoria de Labores 2016-2017



Comisión Nacional de Energía Eléctrica







Índice

Carta al Lector	5
Directorio Comisión Nacional de Energía Eléctrica	6
Equipo Gerencial	7
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica	9
Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica	9
VIGILANCIA Y MONITOREO DEL MERCADO ELÉCTRICO	11
Vigilancia y monitoreo del Mercado Eléctrico	13
Desarrollo y seguimiento de indicadores de Mercado	13
Monitoreo de costos variables de generación	14
Solución de discrepancias en la proyección de demanda declarada	15
Análisis y observaciones a la Programación de Largo Plazo	16
Modificaciones normativas	17
Publicaciones	17
Procesos de investigación y sancionatorios	18
Análisis de la Resolución CNEE-80-2006	18
Desconexiones entre el Sistema Nacional Interconectado y el Sistema Eléctrico Regional	18
Transacciones internacionales	19
Monitoreo de subastas de Derechos Firmes	19
Monitoreo Interconexión Guatemala-México	20
Revisión a temas regionales	21
PROYECTOS ESTRATÉGICOS	23
Licitaciones abiertas	25
Licitación Abierta 1-2016	25
Licitación Abierta 2-2016	27
Licitación Abierta 1-2017	28
Centrales nuevas que entraron en operación en 2016, resultado de las licitaciones	
PEG-1-2010 y PEG-2-2012	28
Norma técnica de conexión	29
Ampliación a la capacidad de transporte realizada bajo la modalidad de iniciativa propia	30
Plan de Expansión para el refuerzo y atención del crecimiento de la demanda de	
Electricidad, Resolución CNEE-197-2013	32
Obras de transmisión para el período 2018 y 2019	34
Obras de transmisión autorizadas a empresa de Transmisión y Control de Energía Eléctrica	35
Plan de Expansión del Sistema de Transporte, Proyecto Área Sur	36
Estudios eléctricos relacionados con la normativa técnica NEAST y NTAUCT	38
Proyectos de generación distribuida renovable	40
Gestión de las normas de seguridad de presas	41

TARIFAS	43
Proceso de Revisión Tarifaria de las Empresas Eléctricas Municipales (EEMS) de Puerto Barrios y Santa Eulalia	45
Fijación del Valor de los Peajes de Transmisión para el período 2017-2019	45
Peajes de Transmisión-Valorización y cálculo de Peajes de nuevas instalaciones de transmisión	47
Cálculo de ajustes tarifarios	48
Capacitación a empresas eléctricas municipales	49
FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD EL SERVICIO	51
Atención de usuarios del servicio de energía eléctrica en oficinas de CNEE	53
Fiscalización del tele servicio de los distribuidores	54
Supervisión de la verificación de medidores	55
Supervisión de Agencias Comerciales	56
Fiscalización de cumplimiento del artículo 34 de NTDOID por medio de la fiscalización de Planes de Mantenimiento de Distribución	58
Fiscalización del Cumplimiento de la Norma NTDOST por medio del monitoreo de mantenimientos al sistema de transporte	59
Fiscalizaciones integrales	60
Planes de mejora	60
Encuesta de calidad	60
Calidad del Producto Técnico	68
Indicadores Globales	71
Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas	72
Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos	73
Calidad del Servicio Técnico	73
Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)	74
Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)	75
Indicadores Globales atribuibles al Distribuidor	76
Fallas de Larga Duración	76
Estadísticas de Fiscalización	77
Estado actual del cumplimiento de las empresas eléctricas municipales	79
ASUNTOS JURÍDICOS	81
Gestión de Expedientes Administrativos	83
Cantidad de expedientes trabajados por Gerencia	85
Contenciosos administrativos	87
Otros procesos	87
Apoyo a la Fiscalía Especial para Atender Casos sobre Delitos cometidos por Hurto de Energía Eléctrica	88
ASUNTOS ADMINISTRATIVOS	89
Transparencia y atención de solicitudes efectuadas de conformidad con la Ley de Acceso a la Información Pública	91
Procesos de cotización, proveedor único y precalificación de firmas	91
Procesos de selección y contratación de personal	93
Capacitación del personal	93
Registro y Escaneo de documentación	94
Mejoramiento del Sistema Informático	95
Participaciones internacionales	97





Carta al Lector

El próximo 28 de mayo de 2017 se cumplen 20 años de haber iniciado sus funciones la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y a su vez finaliza nuestro período como Directores.

Durante los 20 años de vigencia de la Ley, ha sido evidente que el respeto al marco legal eléctrico y la institucionalidad creada, han establecido la certeza jurídica necesaria para atraer cuantiosas inversiones en infraestructura eléctrica, insumo fundamental para nuestro desarrollo de país.

Dicha certeza jurídica en conjunto con la confianza de un número importante de inversionistas nacionales y extranjeros han permitido que Guatemala, haya superado de manera muy exitosa, una historia de limitaciones y retos en cuanto al abastecimiento de su demanda, habiendo conseguido a la fecha una transformación de su matriz energética, la cual es hoy diversificada, robusta y le permite posicionarse como el país exportador líder dentro del Mercado Eléctrico Regional y también realizando transacciones comerciales vanguardistas con nuestro vecino del norte, México.

A través del Marco Legal y Regulatorio, se ha fomentado un mejor aprovechamiento de las fuentes renovables con las que cuenta el país, reduciendo nuestra dependencia de los combustibles fósiles para la generación eléctrica, lo cual ha incidido positivamente en la competitividad del país y en la reducción de la contaminación ambiental por la emisión de gases de efecto invernadero, siendo de relevancia para Guatemala

considerando nuestra alta vulnerabilidad ante los efectos del cambio climático.

A través de licitaciones públicas competitivas y exitosas, se ha conseguido incrementar la oferta eléctrica a más del doble de la demanda nacional, lo cual le ha contribuido en forma muy significativa a dinamizar la economía del país. Además, las nuevas contrataciones han permitido reducir los costos de compra de las empresas distribuidoras y con ello se ha conseguido rebajas sustanciales en las tarifas a todos los consumidores y a la industria nacional.

Desde el punto de vista institucional cabe mencionar la mejora de los procesos internos con base en la capacitación continua de nuestro personal técnico y profesional, lo cual ha incidido en una mejor calidad regulatoria, apegado al marco legal vigente.

Al finalizar este 28 de mayo nuestro periodo como Directores, queremos patentizar nuestro sincero agradecimiento a todo el personal de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, sin el cual no habría sido posible alcanzar nuestras metas y objetivos como entidad y cumplir a cabalidad con nuestras funciones.

Deseamos también reconocer la labor del Administrador del Mercado Mayorista y de manera muy especial a todos los Agentes y Participantes del mismo, y en general a todos aquellos que han contribuido al desarrollo eléctrico de Guatemala, como pilar fundamental del desarrollo del país.

Directorio Comisión Nacional de Energía Eléctrica



De izquierda a derecha, Licenciada Ivanova María Ancheta Alvarado de Aguilar (Directora), Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar (Presidente), Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdoba (Directora).

Equipo Gerencial



De izquierda a derecha: Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco (Gerente de Tarifas), Ingeniero Sergio O. Velásquez (Gerente Administrativo), Ingeniero Byron Iban Azurdia Martínez (Gerencia de R. de Calidad), Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso (Gerente de Proyectos), Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira (Gerente de Mercado), Licenciado David Herrera Bejarano (Gerente Jurídico), Licenciado Jorge Miguel Retolaza Alvarado (Secretario General).



Sentados de izquierda a derecha, Licenciada Ivanova María Ancheta Alvarado de Aguilar (Directora), Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar (Presidente), Licenciada Silvia Ruth Alvarado Silva de Córdova (Directora). De pie de izquierda a derecha: Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco (Gerente de Tarifas), Ingeniero Sergio O. Velásquez (Gerente Administrativo), Ingeniero Byron Iban Azurdía Martínez (Gerencia de R. de Calidad), Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso (Gerente de Proyectos), Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira (Gerente de Mercado), Licenciado David Herrera Bejarano (Gerente Jurídico), Licenciado Jorge Miguel Retolaza Alvarado (Secretario General).

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica

La Ley General de Electricidad fue emitida en el año 1996 (Decreto 93-96) del Congreso de la República, en el artículo 4º dicha ley se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus funciones, presupuesto propio y fondos privativos.

El Reglamento Interno de la Comisión, contenido en el Acuerdo Ministerial Número 161-2011 del Ministerio de Energía y Minas, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica goza de independencia funcional, lo cual incluye la potestad que tiene el Directorio para la toma de decisiones administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras, presupuestales y de cualquier otro tipo, que sean necesarias para el eficiente cumplimiento de sus funciones.

Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

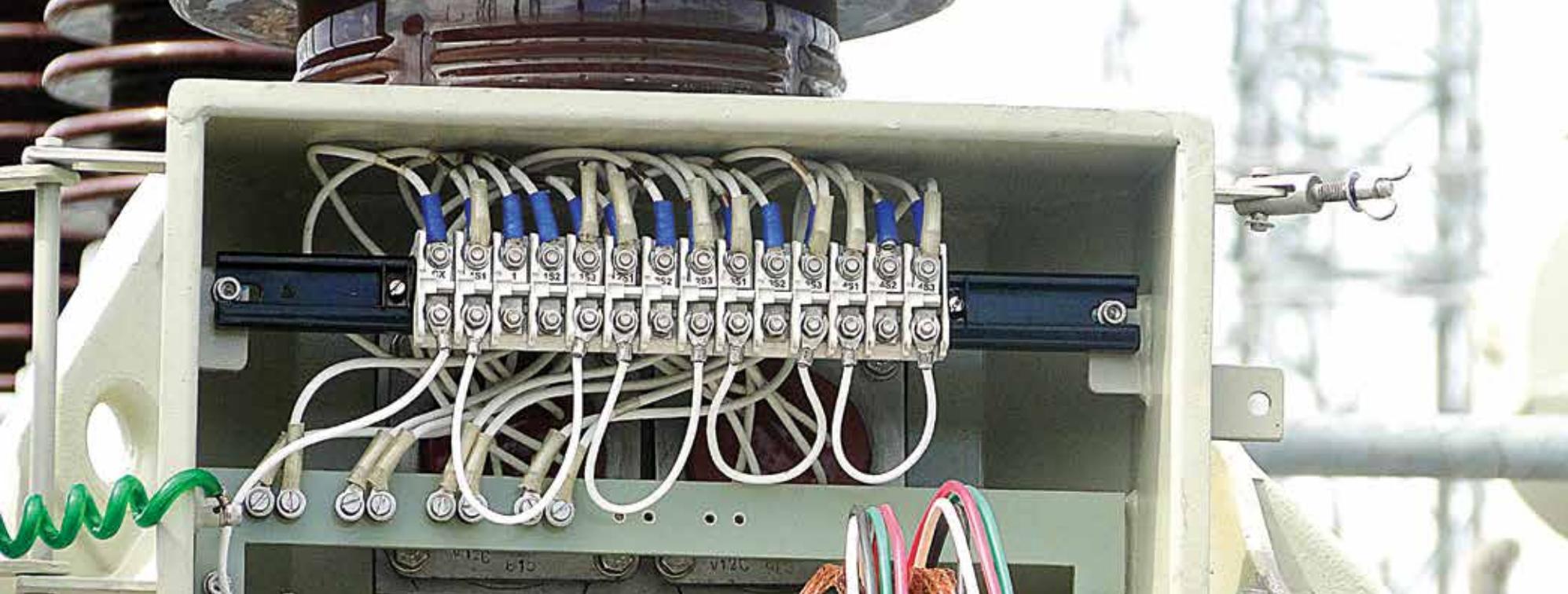
Figura 1: Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica





Vigilancia y Monitoreo del Mercado Eléctrico





Vigilancia y monitoreo del Mercado Eléctrico

De conformidad con lo indicado en el artículo 11 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, le corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE– velar por el cumplimiento de las obligaciones de los Participantes, ejerciendo la vigilancia del Mercado Mayorista y del Administrador del Mercado Mayorista, determinando incumplimientos, así como necesidades de cambios en la estructura o reglas del Mercado Mayorista.

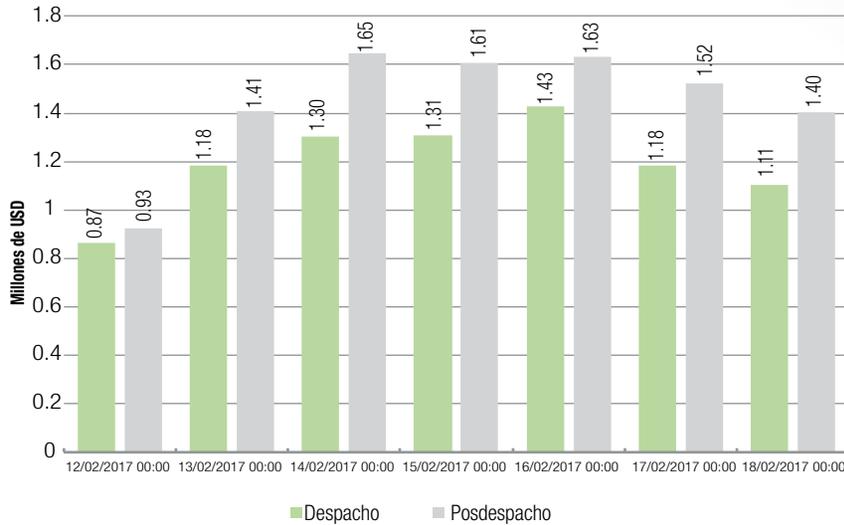
Desarrollo y seguimiento de indicadores de Mercado

Para la realización de la función de vigilancia del Mercado Mayorista, la CNEE ha diseñado y actualizado en forma permanente una serie de indicadores técnicos y económicos del Mercado Mayorista, que permiten establecer incumplimientos o comportamientos inusuales. A continuación se describen algunos indicadores utilizados:

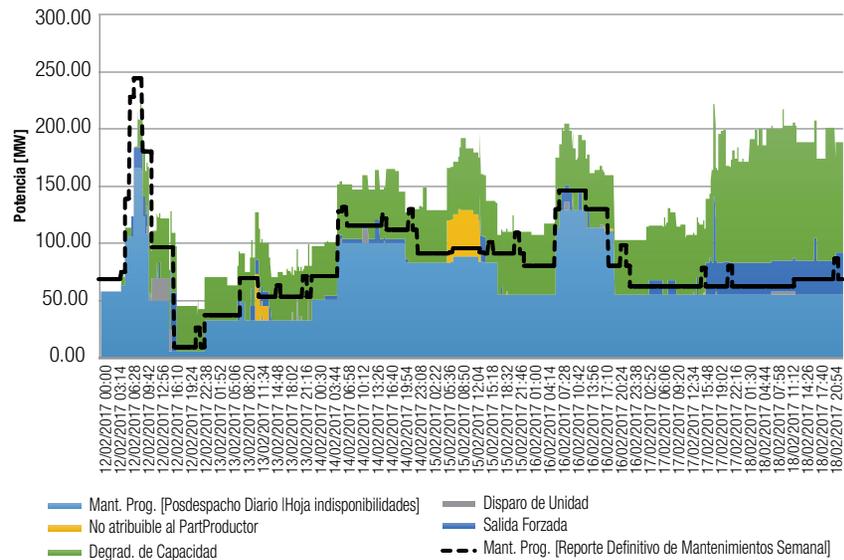
Costo Total de Operación: Durante la operación del sistema ocurren eventos no previstos que provocan desviaciones respecto a la programación del Despacho, como lo son: 1) mayor o menor disponibilidad de potencia de las centrales generadoras, 2) mayor o menor disponibilidad de los recursos renovables, y 3) mayor o menor consumo de energía. Los resultados de las desviaciones se reflejan en el Costo Total de la Operación.

Disponibilidad de Potencia: En la misma forma, el siguiente indicador monitorea la disponibilidad e indisponibilidad de potencia según los eventos previstos y operados por el AMM. Esta comparación permite verificar el cumplimiento de los mantenimientos programados así como también identificar aquellos eventos imprevistos que impactan en la disponibilidad de una planta o unidad generadora limitando total o parcialmente la potencia disponible de la misma.

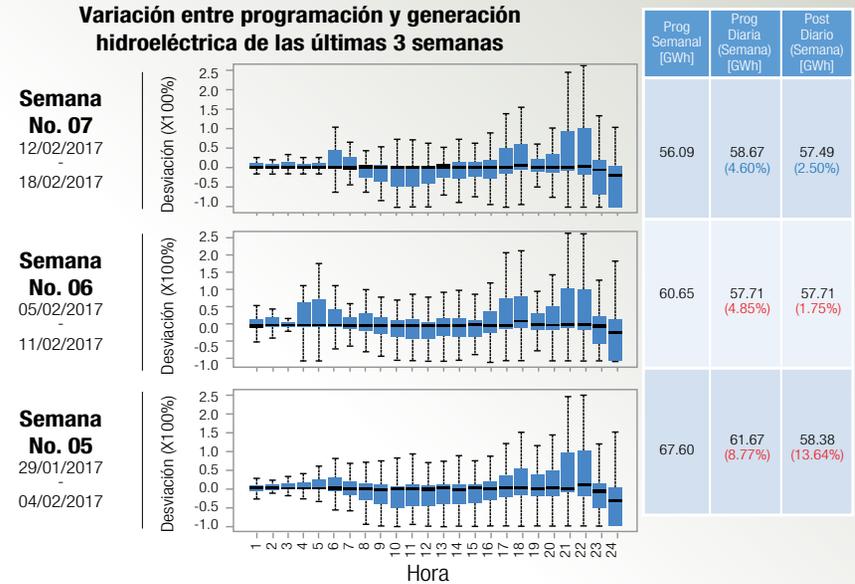
Gráfica 1. Estimación del Costo Total de Operación del SNI en el período del 12 al 18 de febrero de 2017



Gráfica 2. Potencia indisponible en el SNI en el período del 12 al 18 de febrero de 2017



Gráfica 3. Variación de la programación y generación en tiempo real del parque hidroeléctrico de las semanas 5, 6 y 7 del 2017.



Fuente: Elaboración propia con base a los informes Posdespacho diario y Despacho Diario emitido por el Administrador del Mercado Mayorista.

En la ilustración anterior, se observa un ejemplo del comportamiento de las centrales hidráulicas, las cuales presentaron desviaciones entre la energía programada en el Despacho Diario y la energía generada resultante en el Posdespacho Diario.

Monitoreo de costos variables de generación

De acuerdo con lo establecido en el artículo 13 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión debe auditar los costos variables de los generadores. El Costo Variable de Generación promedio de todas las unidades bunker del Sistema Nacional Interconectado –SNI– presentó una tendencia al alza para todas las semanas del 2016 y las primeras del 2017, siendo una consecuencia

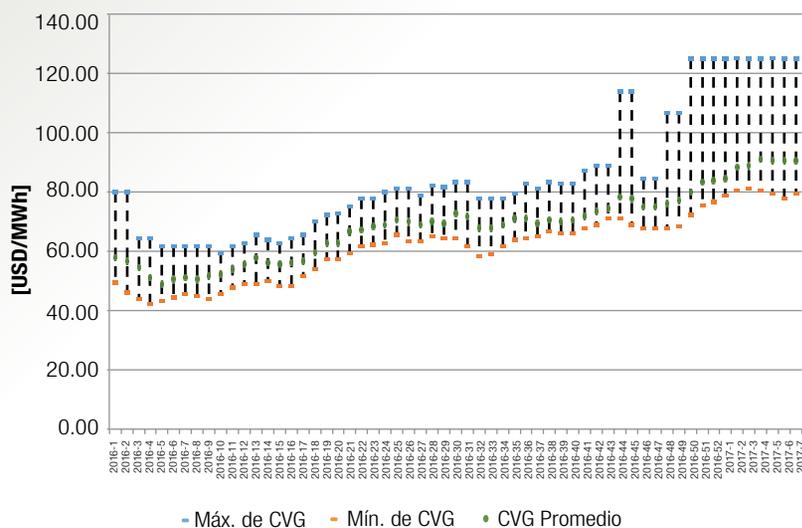


de los incrementos en el precio del combustible que se monitorean, incluidas también los precios de carbón.

En la siguiente ilustración se presentan tres valores por cada trimestre; el máximo valor declarado se muestra en color azul mientras que el valor mínimo declarado por trimestre en color rojo. El valor promedio representa a la media del Costo Variable de Generación declarado en el parque, y que no necesariamente es simétrico con los máximos y mínimos de cada trimestre.

Este comportamiento demuestra la relación entre el precio de combustible declarado y el costo variable de generación calculado debido a la variación que ocurre en las variables precio de combustible y el tipo de cambio.

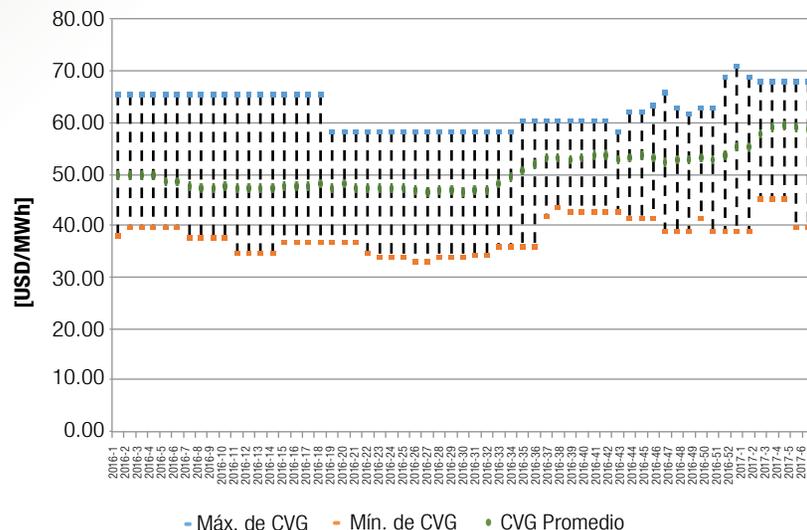
Gráfica 4. Motores de combustión interna: Bunker



Fuente: Elaboración propia con datos del AMM y publicaciones con precios de referencia de combustibles.

El parque térmico de carbón mostró un comportamiento constante con un leve efecto al alza en el segundo semestre del 2016. Según los valores registrados, el Costo Variable de Generación promedio osciló entre 45.00 USD/MWh y 60.00 USD/MWh.

Gráfica 5. Turbinas de vapor: Carbón



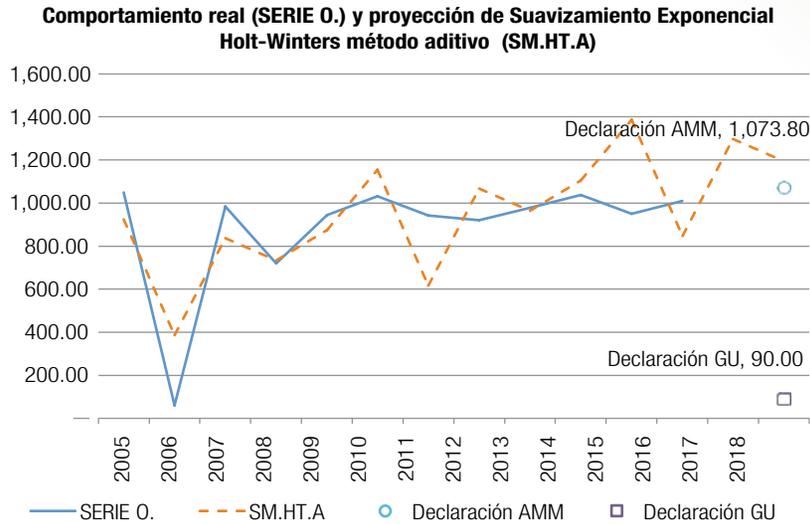
Fuente: Elaboración propia con datos del AMM y publicaciones con precios de referencia de combustibles.

Solución de discrepancias en la proyección de demanda declarada

En cumplimiento con lo establecido en el artículo 10 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y el numeral 2.6.4 de la Norma de Coordinación Comercial No. 2 sobre el procedimiento de verificación de la proyección de demanda para el año estacional 2017-2018, se resolvieron las discrepancias entre las proyecciones de demanda realizadas por el Administrador del Mercado Mayorista y las declaraciones de demanda presentadas por los participantes consumidores.

El proceso seguido por la Comisión para dicha resolución se basa en el análisis econométrico, estadístico y criterios de verificación establecidos en la normativa del subsector, aplicando los modelos de proyección que mejor se ajustan a cada caso y considerando la información aportada por las partes. Para el presente período se utilizaron 10 modelos econométricos. A continuación, se muestra un ejemplo del análisis con el cual la CNEE resolvió un caso:

Gráfica 6. Análisis para resolución de discrepancias entre valores de demanda proyectados por el AMM y valores presentados por grandes usuarios



Fuente: Elaborado por CNEE con datos propios.

Un resumen del proceso de resolución de discrepancias se observa en el siguiente cuadro:

Resumen del proceso de Resolución de discrepancias en la proyección de demanda declarada por el AMM y la proyección declarada por el participante consumidor

Información	Datos
Casos en discrepancia	50
Total proyección del AMM	45 MW
Total proyección de los participantes consumidores	15.42 MW
Monto de potencia en discrepancia	29.58 MW
Casos resueltos a favor del AMM	38
Casos resueltos a favor del participante consumidor	12
Monto de potencia resultante producto de las resoluciones de la CNEE	43.48 MW

Análisis y observaciones a la Programación de Largo Plazo

De acuerdo con lo establecido en el artículo 52 del RAMM, la CNEE puede realizar observaciones a los resultados preliminares a la Programación de Largo Plazo que emita el AMM.

La CNEE procedió a verificar el cumplimiento de lo establecido en los artículos 53 a 55 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM), y numerales 1.2 y Anexo A1.2.4 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1 (NCC-1). A continuación, se muestran algunos de los temas en los que se emitió observaciones y las respuestas a las mismas:

Resumen de observaciones emitidas por la CNEE a la Reprogramación de Largo Plazo 2016-2017

Información	Datos
OBSERVACIONES CNEE	Mantenimientos: Indisponibilidad de unidades por mantenimiento para el periodo de máximo requerimiento en el área occidental.
	Condiciones Hidrológicas: Se solicitó que el Administrador del Mercado Mayorista informe si utilizó las 50 series sintéticas o indique las series que utilizó para realizar el despacho estacional y los criterios tomados en cuenta para elegir dichas series, así como la versión del modelo SDDP utilizado.
	Publicidad de la información: Se solicitó al Administrador del Mercado Mayorista remitiera copia de todas las observaciones que le fueron enviadas por los participantes del Mercado Mayoristas y la correspondiente explicación técnica.
Reprogramación de Largo Plazo 2016-2017	Se solicita al AMM que a partir de la Programación de Largo Plazo del Año Estacional 2017-2018 y Años Estacionales subsiguientes, publique y haga del conocimiento de los Participantes del Mercado Mayorista la Capacidad de Transporte Disponible en la línea de Interconexión Guatemala-México, debiendo actualizar los estudios a los que se refiere el numeral 10.13.2 de la NCC-10 para determinar la Capacidad de Transporte Disponible para exportación y para importación, y dejar consignados los resultados del estudio y el valor correspondiente en el Informe de la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva del periodo respectivo.

Fuente: Elaborado por CNEE con datos propios.



Modificaciones normativas

Para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 13, inciso j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (RAMM) durante el 2016 y 2017 la Comisión ha dado seguimiento y analizado las propuestas de modificación de Normas de Coordinación que han sido recibidas de parte del AMM, teniendo algunas de estas en proceso de análisis actualmente.

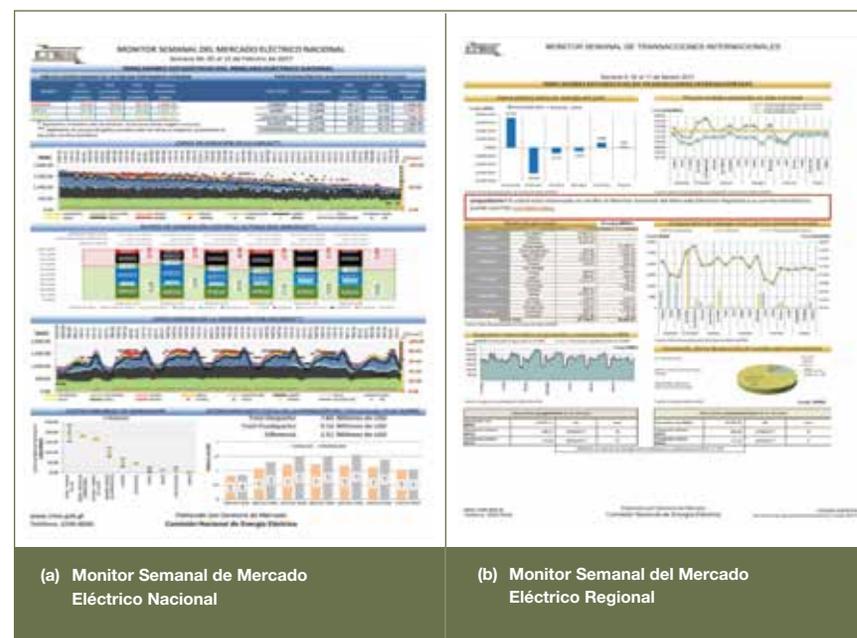
Entre los temas que se han trabajado están:

- a) Modificaciones a la NCC-8 y NCC-9 expuestas por el AMM que aún no han sido remitidas a la CNEE
- b) Modificaciones a las NCC-13, en proceso de análisis:
 1. Fecha máxima para modificar el Precio de Opción de compra de los contratos tipo “c”
 2. Modalidades para los contratos de energía generada
 3. Verificación de las planillas de comercialización
 4. Rescisión de contratos

Publicaciones

Se realizaron modificaciones a los formatos que las publicaciones en la página web de la CNEE, tal como se muestra en las siguientes ilustraciones:

Gráfica 7. Ilustraciones de los monitores semanales elaborados en la Gerencia de Mercado



El lector podrá suscribirse para recibir una notificación semanal cuando este monitor se encuentre disponible en la página web de la CNEE al ingresar al vínculo siguiente: <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/Mercado/Correos/Correos.php>

Procesos de investigación y sancionatorios

De acuerdo con lo establecido en los artículos 10, 13, 66 y 85 del RAMM la CNEE ha iniciado diferentes procesos para resolver conforme lo establece la regulación. Es por ello que entre las tareas que esta Comisión debe realizar está la de investigar las quejas, denuncias o reclamos de los participantes del Mercado Mayorista, así como iniciar investigaciones de oficio que se deriven de las acciones de verificación que realice.

Como resultado de esta tarea, se ha emitido opinión técnica en 54 casos, los cuales se dividen como se muestra a continuación:

Resumen de casos-Temas	Número de casos
Falta de cubrimiento de la Demanda Firme	3
Reclamos a los informes de transacciones económicas sobre:	34
<ul style="list-style-type: none"> Asignación de Peaje por parte de un agente transportista 	2
<ul style="list-style-type: none"> Aplicación de la metodología para el cálculo del cargo por saldo del precio de potencia 	32
Costos Variables de Generación	3
Procesos de investigación iniciados como resultado de denuncias interpuestas	6
Procesos de investigación iniciados como resultado de las actividades de monitoreo y vigilancia del Mercado Mayorista	8

Análisis de la Resolución CNEE-80-2006

Entre las investigaciones iniciadas derivado de los procesos de monitoreo y vigilancia del Mercado Mayorista, se realizó un análisis acerca de la aplicación y efectos de la resolución CNEE-80-2006. Como resultado de la investigación se emitió la resolución CNEE-229-2016, la cual deroga la resolución CNEE-80-2006. El análisis de esta disposición está publicado en la página web de esta Comisión, en el vínculo siguiente: <http://www.cnee.gov.gt/wp/?p=2726>.

Desconexiones entre el Sistema Nacional Interconectado y el Sistema Eléctrico Regional

Se inició un proceso de investigación sobre las desconexiones que se dieron entre el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y el Sistema Eléctrico Regional. En dichos procesos, se ha recabado información, se han realizado las consultas y se han analizado los casos, con el fin de determinar las acciones que se deben tomar respecto a estas desconexiones.

Las desconexiones referidas se presentaron en las horas y fechas que se muestran a continuación:

Resumen de desconexiones

Interconexión	GUA-ESV				GUA-HON		Duración
	La Vega II-Ahuachapán		Moyuta-Ahuachapán		Panaluya-San Nicolás		
Fecha	Apertura	Cierre	Apertura	Cierre	Apertura	Cierre	
9 de octubre 2016	02:06		01:56		01:41		2 días y 4 horas
11 de octubre 2016		05:32		05:30		06:08	
18 de octubre 2016	01:43	05:52	01:34	05:50	01:20	06:25	4.5 horas
18 de octubre 2016	22:13	23:00	22:11	22:59	22:08	23:11	1 hora
3 de noviembre 2016	00:13	05:41	00:11	05:39	00:08	06:14	6 horas
9 de enero 2017					09:13	09:37	24 minutos
16 de enero 2017					09:18	09:37	19 minutos



Transacciones internacionales

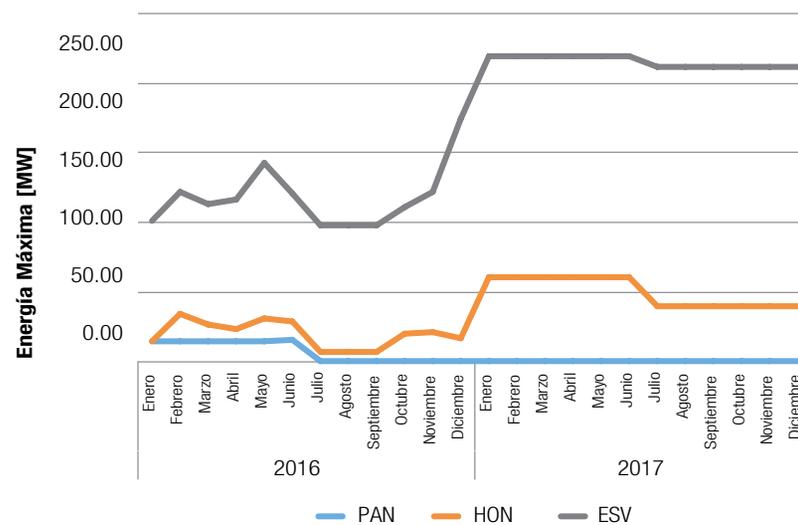
Monitoreo de subastas de Derechos Firmes

Los Derechos Firmes y Contratos Firmes fueron habilitados el 1 de enero de 2016 al sustituir a los Derechos de Transmisión, y los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro mediante la Resolución CRIE 46-2015 y CRIE P-51-2015.

El proceso de subastas de derechos firmes requiere que cada país Miembro del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, designe a la Autoridad Nacional Competente, encargado de emitir los documentos de registro para tramitar Derecho Firme del Contrato Firme del MER. Esta Comisión facultó al Administrador del Mercado Mayorista para cumplir dicha función, mediante la Resolución CNEE-336-2015.

Los resultados de las subastas de Derechos Firmes, con vigencia anual y mensual, muestran que la energía máxima asignada ha sido mayor a 100 MW (equivalente a un tercio de la capacidad operativa de la interconexión GUA-ESV-HON), y que sobrepasa los 200 MW a partir del 2017.

Gráfica 8. Energía máxima asignada en Derechos Firmes desde Guatemala



Fuente: Elaborada por CNEE con información publicada por el Ente Operador Regional.



Monitoreo Interconexión Guatemala-México

Habilitación Comercial de la generadora Energías del Caribe

El generador Energías del Caribe, S.A. fue habilitado comercialmente el 28 de junio de 2016.

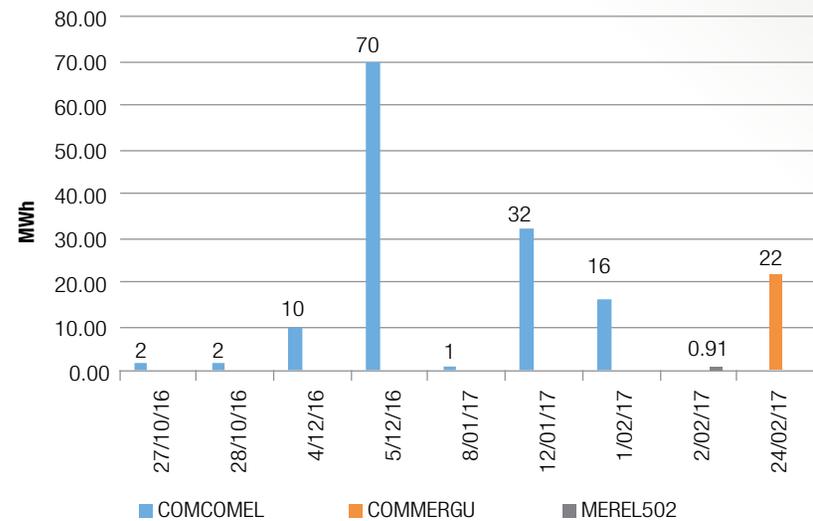
Su habilitación en el SNI se deriva de un contrato firme de importación de potencia y energía eléctrica mediante Transacción Internacional por una potencia de 120 MW, celebrado el 26 de febrero de 2016 con su

contraparte en Nuevo León, México, mediante la subasta de energía y potencia de largo plazo (PEG-2-2012).

Ofertas de exportación hacia el Mercado Eléctrico Mexicano

Debido a la ampliación de la capacidad de transporte en la interconexión Guatemala-México, se registraron las primeras transacciones de exportación hacia el Mercado Eléctrico Mexicano por parte de Agentes del Mercado Eléctrico Nacional. La presenta los días en los que se exportó energía eléctrica al Mercado Eléctrico Mexicano que totaliza 155.91 MWh en el 2016. El máximo día de exportación de energía al Mercado Eléctrico Mexicano ocurrió el 5 de diciembre de 2016 al reportarse ofertas de exportación por la comercializadora Electronova por un total de 70 MWh. Esta comercializadora registró valores máximos de potencia exportada el 12 de enero de 2017 con dos ofertas horarias de 16 MW.

Gráfica 9. Ofertas de exportación hacia el Mercado Eléctrico Mexicano



Fuente: Elaborada por CNEE con el Informe de Predespacho Diario emitido por el AMM.

Revisión a temas regionales

Con el objeto de promover la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, basado en un trato recíproco y no discriminatorio regido por los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad, se ha sido partícipe para la revisión de diversos temas de carácter regional en conjunto con otras instituciones en la región centroamericana.

En ese sentido, esta Comisión participó y realizó observaciones en la definición anual de los presupuestos regionales siguientes:

1. Presupuesto Anual de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica 2017 (PACRIE). Resolución CRIE-66-2017 y CRIE-03-2017.
2. Presupuesto Anual del Ente Operador Regional 2017 (PAEOR). Resolución CRIE-72-2016.
3. Ingreso Anual Autorizado (IAR) y sus componentes. Resolución CRIE-71-2016.



La muestra un resumen de los costos del Mercado Eléctrico Regional, el cual se integra del cargo por regulación, el cargo por operación y el Ingreso Anual Autorizado referente al costo de la Línea SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central).

Resumen de costos del Mercado Eléctrico Regional

Rubros del mercado eléctrico regional	Valores	Cálculo
Presupuesto Anual del Ente Operador Regional 2016 (USD)	\$6,001,794.00	1
Ingreso Autorizado Regional 2016 (USD)	\$60,106,617.00	2
Presupuesto Anual de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica 2016 (USD)	\$3,186,311.00	3
Costo de operación, regulación e infraestructura	\$69,294,722.00	1+2+3
Retiros de energía en el 2016 (MWh)	3,576,592.26	4
Indicador del Costo de operación, regulación e infraestructura por MWh retirado	\$19.37/MWh	(1+2+3)/4
Demanda Regional de Energía	47,749,460.69	MWh
Proporción de los retiros de la energía sobre la demanda regional de energía en el 2016	7.49%	

Fuente: Elaborado por CNEE con información publicada por el Ente Operador Regional y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

La CNEE ha presentado observaciones y recomendaciones a las propuestas normativas del Mercado Eléctrico Regional que son realizadas bajo el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE.

Lista de Consultas Públicas CRIE

No. Consulta Pública	Tema
01-2016	Mecanismo de Aprobación del Ingreso Autorizado Regional –IAR– de la Empresa Propietaria de la Red –EPR– y Supervisión a la Ejecución de los rubros de Servicio de Deuda, Tributos y Rentabilidad Regulada que se financian a través del IAR.
02-2016	Modificación del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER
03-2016	Procedimiento de Atención de solicitudes y Peticiones ante la CRIE
04-2016	Criterios técnicos adicionales a incorporar en la realización de los estudios eléctricos que realicen los solicitantes que tramiten solicitudes de conexión a la RTR sobre proyectos de Energías Renovables Variables
05-2016	Metodología de Cálculo de Rentabilidad de la EPR
06-2016	Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de la EPR
07-2016	Reforma al Procedimiento para Tramitar el Acceso a la RTR
08-2016	Requerimientos de Conexión a la Línea SIEPAC
09-2016	Propuesta de Ajuste Regulatorio al Procedimiento de Detalle Complementario al RMER para realizar la Conciliación de Desviaciones por el Neto de Área de Control
10-2016	Recurso de Reposición“ del “Libro IV, De las sanciones y Controversias” del RMER
11-2016	Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional –RTR–, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014
12-2016	Modificación al Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes
13-2016	Diseño General de Homologación de la Medición Comercial Nacional con la Medición Comercial Regional para los Procesos Comerciales del RMER, de diciembre de 2016





Proyectos estratégicos



Licitaciones abiertas

Licitación Abierta 1-2016

De acuerdo con lo establecido en el artículo 62 de la Ley General de Electricidad, las compras de electricidad por parte de los distribuidores del servicio de distribución final, se efectúan mediante licitación abierta. En cumplimiento con la Ley General de Electricidad, mediante la Resolución CNEE-365-2015 fueron aprobados los Términos de Referencia para que Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima, Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima y Distribuidora de Electricidad de Oriente Sociedad Anónima, de forma conjunta elaboraran las Bases de Licitación para llevar a cabo el proceso de licitación denominado Licitación Abierta 1-2016. El objetivo de la licitación fue la contratación de potencia y

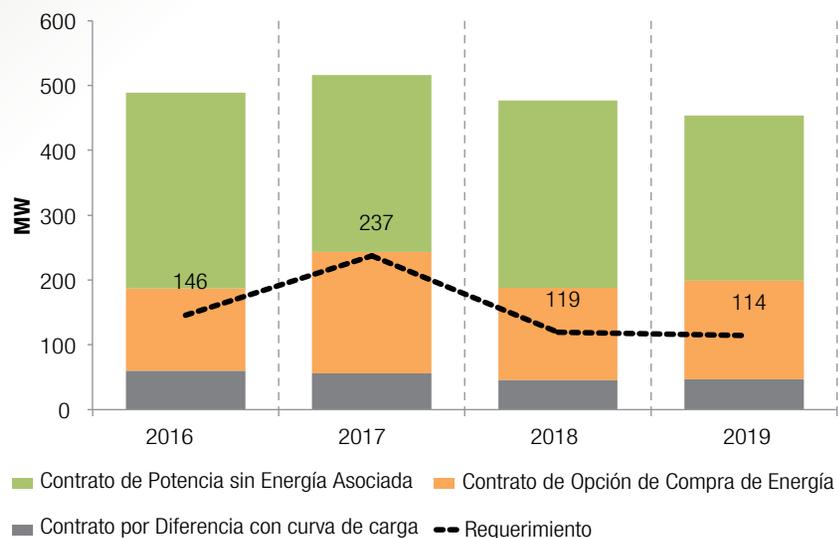


energía eléctrica para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio de distribución final para los años estacionales 2016-2017 hasta el año estacional 2019-2020.

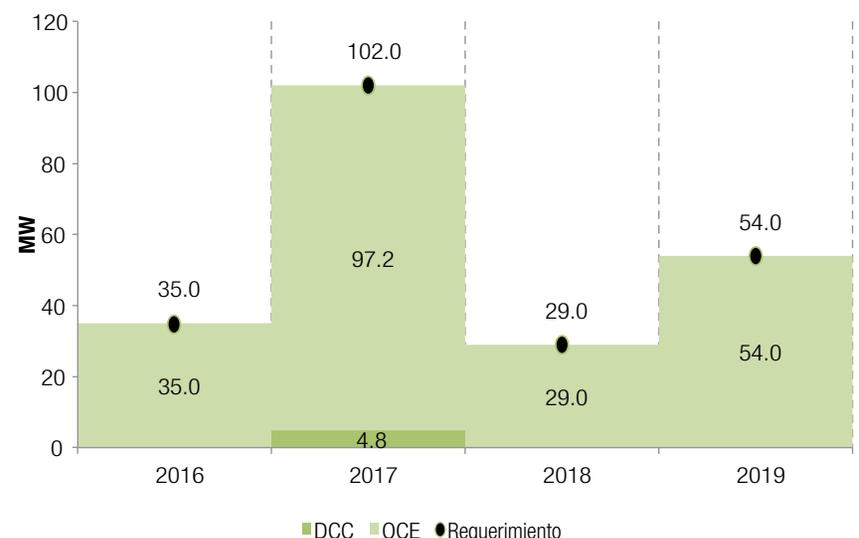
Dentro del proceso de licitación participaron un total de 22 oferentes, presentando sus ofertas técnicas de acuerdo a los tipos de contratos establecidos en las Bases de Licitación; en este sentido para cada uno de los periodos las ofertas presentadas fueron mayores que los requerimientos de potencia y energía a contratar.

Como resultado de la evaluación económica de las ofertas, fueron asignadas las ofertas con los cuales se obtuvo el mínimo precio de compra, tomando en cuenta los valores de potencia máximos y mínimos de cada oferta, así como el precio ofertado en cada una de las rondas y en este sentido fueron cubiertos los requerimientos de potencia y energía de acuerdo a lo establecido en las Bases de Licitación.

Gráfica 10. Ofertas técnicas vs Requerimientos totales



Gráfica 11. Potencia con energía eléctrica adjudicada en la Licitación Abierta 1-2016



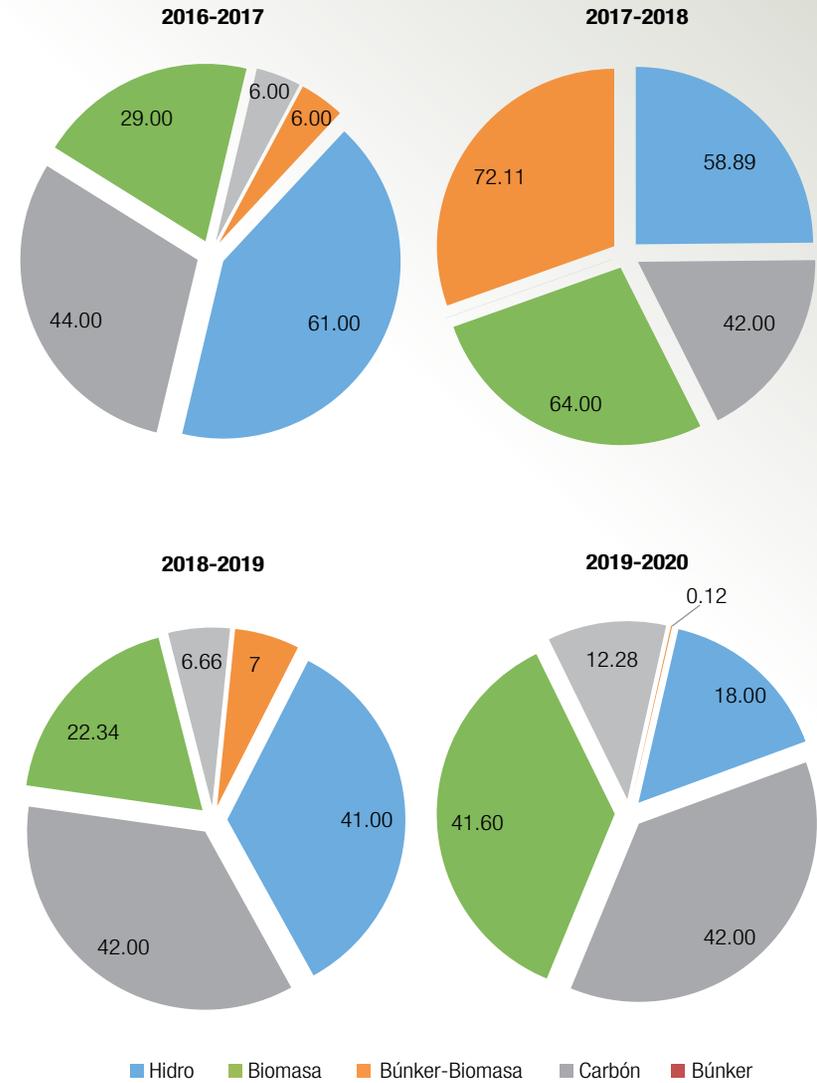


Gráfica 12. Potencia sin energía asociada adjudicada en la Licitación Abierta 1-2016



El 15 de abril de 2016, mediante la Resolución CNEE-72-2016, la CNEE declaró procedente la adjudicación realizada por la Junta de Licitación. La composición de la potencia asignada por tipo de recurso para cada uno de los años estacionales es la siguiente.

Gráfica 13. Potencia adjudicada por tipo de recurso (MW)





Licitación Abierta 2-2016

La CNEE aprobó los Términos de Referencia para que de forma conjunta EEGSA, DEOCSA y DEORSA elaboraran las Bases de Licitación para la contratación de potencia garantizada para el cubrimiento de la Demanda Firme de los usuarios del servicio de distribución final, por medio de la Resolución CNEE-112-2016.

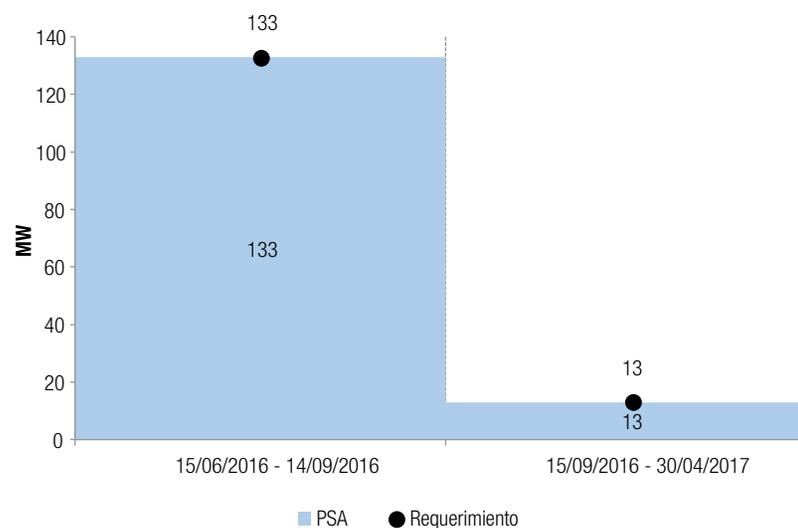
El proceso de licitación tuvo como objeto la contratación de hasta 133 MW de Potencia Garantizada conforme el tipo de contrato de potencia sin energía asociada, por un plazo inicial del 15 de junio al 14 de septiembre de 2016, y un requerimiento de 13 MW por un plazo inicial del 15 de septiembre de 2016 y finalizando el 30 de abril de 2017.

Cabe mencionar, que las necesidades de potencia, objeto de la licitación, se derivaron por la demora en la entrada de operación e inicio de suministro de algunos de los proyectos adjudicados en la licitación PEG-2-2012.

Del 1 al 6 de junio de 2016, se llevó a cabo la recepción de ofertas y evaluación económica de las mismas, de acuerdo al cronograma

de eventos de la licitación, participando 5 oferentes en la referida licitación. El 7 de junio de 2016, mediante la Resolución CNEE-145-2016, la CNEE declaró procedente la adjudicación realizada por la Junta de Licitación, nombrada dentro del proceso de Licitación Abierta 2-2016.

Gráfica 14. Potencia adjudicada





Licitación Abierta 1-2017

La Ley General de Electricidad establece que las empresas Distribuidoras deben tener contratos con empresas generadoras que garanticen su requerimiento de potencia y energía. Por lo anterior la Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprobó los Términos de Referencia mediante la resolución CNEE-312-2016, para que EEGSA, DEOCSA y DEORSA elaboraran las Bases de Licitación de forma conjunta, para llevar a cabo el proceso denominado Licitación Abierta 1-2017, cuyo objetivo es la contratación de potencia para el cubrimiento de la Demanda Firme de los usuarios finales para el año estacional 2017-2018.

Este proceso tiene por objetivo cubrir los requerimientos de hasta 47 MW de potencia garantizada, conforme al tipo de contrato de potencia sin energía asociada. El proceso de licitación consta de dos fases, las cuales son las siguientes:

- i. Fase 1, por 13 MW por un plazo que inicia el 1 de marzo de 2017 y finaliza el 30 de abril de 2018 o hasta la fecha de inicio de suministro de otros contratos que acuerde la Distribuidora, lo que ocurra primero.
- ii. Fase 2, por 34 MW por un plazo que inicia el 1 de mayo de 2017 y finaliza el 30 de abril de 2018, considerando que la sumatoria de Potencia Garantizada debe coincidir con el valor de Demanda Firme que se defina para el año estacional 2017-2018.

Del 10 al 15 de febrero de 2017 se llevó a cabo la entrega, apertura de ofertas y la evaluación económica para la primera fase de la licitación,

de acuerdo al cronograma de eventos de la licitación. Para la primera 4 oferentes presentaron ofertas con las cuales fueron cubiertas las necesidades potencia de las distribuidoras.

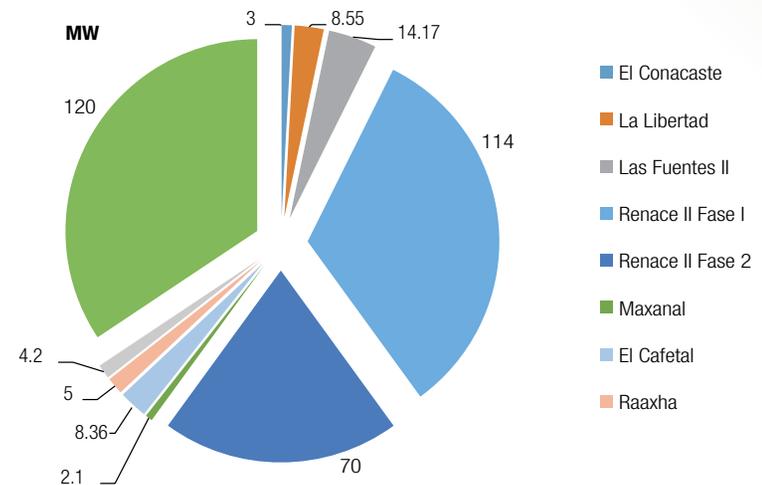
El 21 de febrero de 2017, mediante la Resolución CNEE-55-2017, la CNEE declaró procedente la adjudicación de la Fase 1 realizada por la Junta de Licitación, nombrada dentro del proceso de Licitación Abierta 1-2017.

Actualmente se encuentra en desarrollo la segunda fase de la Licitación Abierta 1-2017 y se tiene previsto la presentación de ofertas el 5 de abril de 2017.

Centrales nuevas que entraron en operación en 2016, resultado de las licitaciones PEG-1-2010 y PEG-2-2012

A lo largo del 2016, han entrado en operación comercial algunos nuevos proyectos que fueron adjudicados en los procesos de licitación de largo plazo, PEG-1-2010 y PEG-2-2012, de acuerdo al siguiente detalle:

Gráfica 15. Centrales que entraron en operación comercial durante el 2016





De los proyectos ingresados en el 2016, adjudicados en Licitaciones Abiertas, se tienen en su mayoría centrales hidráulicas, a excepción de la central Energía del Caribe, la cual se adjudicó como transacción internacional con México y su generación es a partir de gas natural.

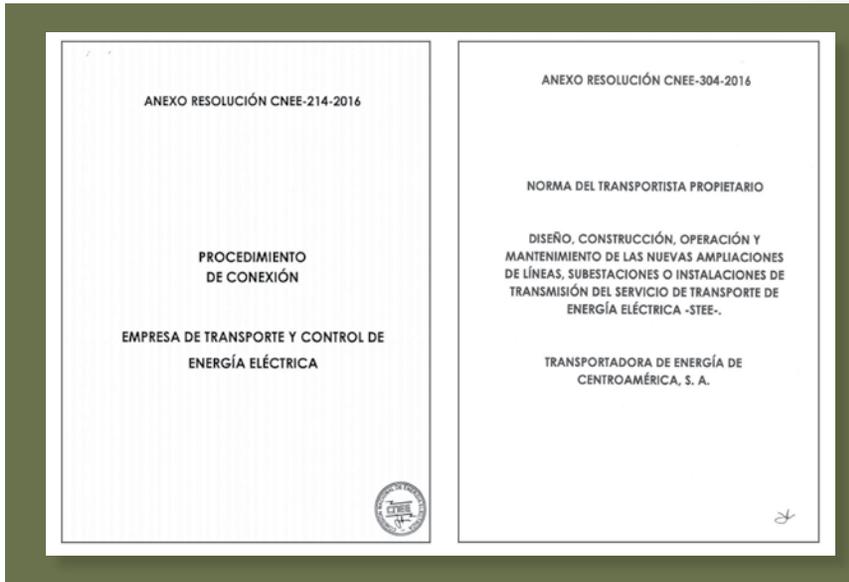
Norma técnica de conexión

Con la finalidad de establecer los principios, lineamientos y procedimientos que se deben cumplir para permitir la conexión y uso de las instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión, dedicadas al servicio de transporte de energía eléctrica mediante la Resolución CNEE-256-2014 fue emitida la Norma Técnica de Conexión, en este sentido desde su publicación se han realizado diferentes actividades que son parte del proceso de implementación de la referida Norma.

Procedimientos de conexión y normas relacionadas con el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las nuevas ampliaciones de líneas, subestaciones o instalaciones de transmisión del STEE

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica en cumplimiento con lo establecido en el artículo 3 de las Disposiciones Transitorias de la Norma Técnica de Conexión, aprueba los procedimientos de conexión propuestos por todos los transportistas y las normas propuestas para ciertos transportistas.

Dicho procedimiento tiene por objeto garantizar que todo interesado en conectar sus instalaciones al sistema de transmisión de un transportista, tenga los mismos derechos y obligaciones que el referido transportista, conforme a lo dispuesto en la legislación aplicable vigente.



Las normas propuestas por los transportistas tienen por objetivo indicar los lineamientos técnicos y procedimientos que debe cumplir cualquier interesado en conectar sus instalaciones a las del transportista propietario. Con lo anterior se completa el proceso de implementación de la Norma Técnica de Conexión.

Precalificación a personas o entidades que realizan Estudios de Coordinación de Esquemas de Protección de acuerdo a la Norma de Coordinación Operativa Número Cuatro

Adicionalmente, como parte de la implementación de la Norma Técnica de Conexión y conforme a lo establecido en el artículo 4 de las Disposiciones Transitorias de la referida norma, el Administrador del Mercado Mayorista incluyó en las Normas de Coordinación Operativa Número 4 los criterios generales, procedimientos y directrices que cualquier interesado debe tomar en cuenta para elaborar el estudio de coordinación de protecciones.

Por lo anterior la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, mediante la resolución CNEE-345-2015 emite el Procedimiento para precalificar a

personas o entidades que realizan Estudios de Coordinación de Esquemas de Protección de acuerdo a la Norma de Coordinación de Operación Número Cuatro; como resultado fue autorizada la precalificación de las siguientes entidades dos entidades y a una persona para realizar los referidos estudios de coordinación de protecciones.

Ampliación a la capacidad de transporte realizada bajo la modalidad de iniciativa propia

Como resultado de los planes de expansión del sistema de transporte, se determinaron los refuerzos necesarios en la red de transmisión, analizando la topología y condiciones físicas de la red para optimizar su crecimiento desde niveles de voltaje de 69 kV hasta 230 kV, tomando en cuenta el crecimiento espacial y temporal de la demanda, así como las expectativas de desarrollo en cada zona y el listado de obras que para el efecto quedaron establecidas en los referidos planes. Conforme lo establecido en el artículo 50 y 51 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, fueron presentadas las solicitudes de diferentes transportistas para realizar bajo la modalidad de iniciativa propia algunas de las obras contenidas en los planes de expansión. De lo anterior la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realiza el seguimiento de los proyectos que han sido autorizados para verificar el avance y estado de las obras de transmisión.

Proyecto Integral para reforzar el sistema transmisión, resolución CNEE-153-2010

Este proyecto fue autorizado a Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima, bajo la modalidad de Iniciativa Propia, mediante la Resolución CNEE-153-2010 e incluye una serie de obras de transmisión divididas en los siguientes proyectos

- i. Proyecto Integral Anillo Costa Sur
- ii. Proyecto Integral Anillo-Centro Occidente
- iii. Proyecto Integral de Reforzamiento Centro-Guatemala

Resumen de obras Proyecto Integral TRELEC

Proyecto integral	Tipo de obras	Número de obras autorizadas	Puestas en operación
Anillo Costa Sur	Subestaciones nuevas	6	6
Anillo Costa Sur	Ampliaciones de subestaciones existentes	3	3
Anillo Costa Sur	Líneas de transmisión nuevas	2	2
Anillo Costa Sur	Ampliaciones de capacidad de líneas de transmisión existentes	7	7
Anillo Centro Occidente	Subestaciones nuevas	1	1
Anillo Centro Occidente	Líneas de transmisión nuevas	1	1
Anillo Centro Occidente	Ampliaciones de capacidad de líneas de transmisión existentes	4	3
Centro-Guatemala	Subestaciones nuevas	2	2
Centro-Guatemala	Ampliaciones de subestaciones existentes	8	7
Centro-Guatemala	Líneas de transmisión nuevas	4	4
Centro-Guatemala	Ampliaciones de capacidad de líneas de transmisión existentes	4	4
Total de obras		42	40

Subestación nueva de maniobras Santa Ana 69 kV



Subestación nueva de maniobras Santa Mónica 69 kV



Ampliación subestación Rodríguez Briones 69 kV





Plan de Expansión para el refuerzo y atención del crecimiento de la demanda de Electricidad, Resolución CNEE-197-2013

Las obras que comprenden el proyecto en mención fueron autorizadas a Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima, bajo la Modalidad de Iniciativa Propia mediante la resolución CNEE-197-2013. El proyecto tiene como objetivo reforzar el sistema transmisión para atender de forma efectiva el crecimiento de la demanda de electricidad en los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez. Como parte de las actividades de seguimiento del proyecto se tienen los siguientes datos:

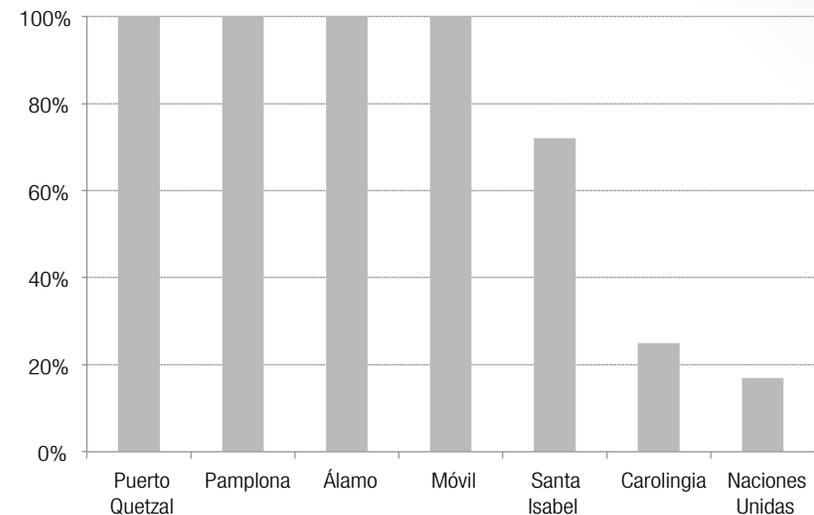
Resumen de obras autorizadas mediante la resolución CNEE-197-2013

Tipo de Obras	Obras previstas para el período 2015-2017	Obras previstas para el período 2018-2019
Subestaciones Nuevas	7	15
Ampliaciones de Subestaciones Existentes	27	33
Líneas de Transmisión Nuevas	8	22
Ampliaciones de la Capacidad de Líneas de transmisión existentes	27	20
Total de Obras	69	90

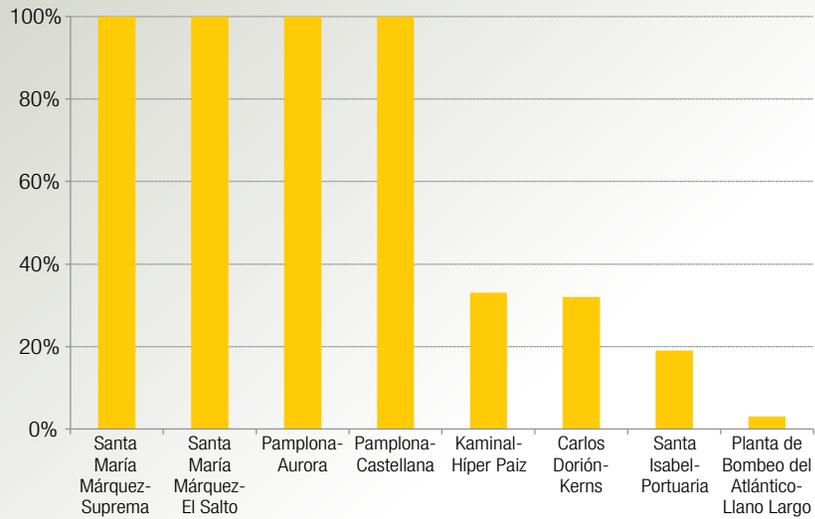
Obras de transmisión para el período 2015 a 2017

Dentro del Plan de refuerzo autorizado en la resolución CNEE-197-2013, se tiene previsto el ingreso de las obras de transmisión de forma escalonada y para diferentes períodos. Las obras de transmisión planificadas para ingresar en el período 2015 y 2017 presentan un avance de construcción promedio del 69%, siendo las subestaciones nuevas y ampliaciones de subestaciones existentes los tipos de obras que presentan un mayor avance.

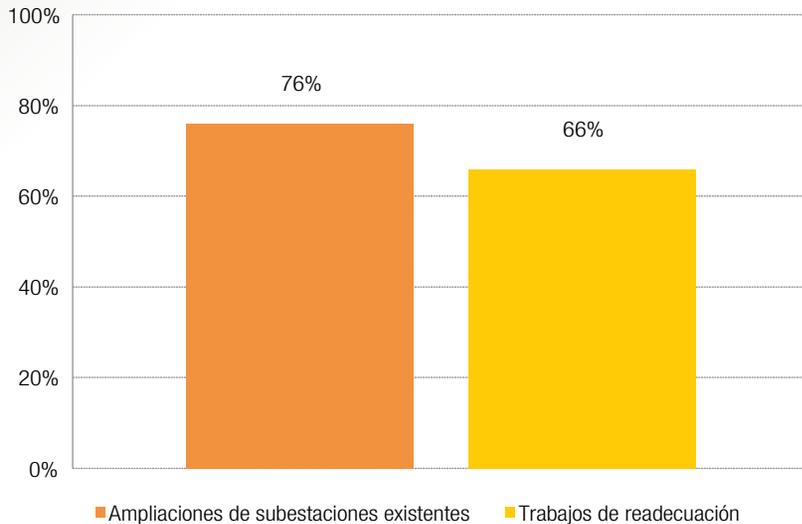
Gráfica 16. Avance de subestaciones –previstas para el período 2015-2017



Gráfica 17. Avance de líneas de transmisión –previstas para el período 2015-2017



Gráfica 18. Ampliaciones y trabajos de adecuación –previstos para el período 2015-2017



Subestación Álamo 69/13.8 kV



Ampliación subestación Guadalupe 69/13.8 kV

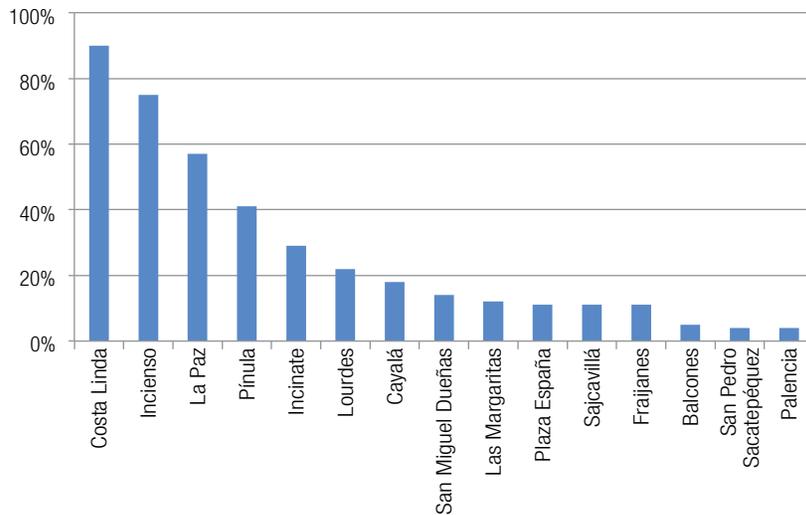




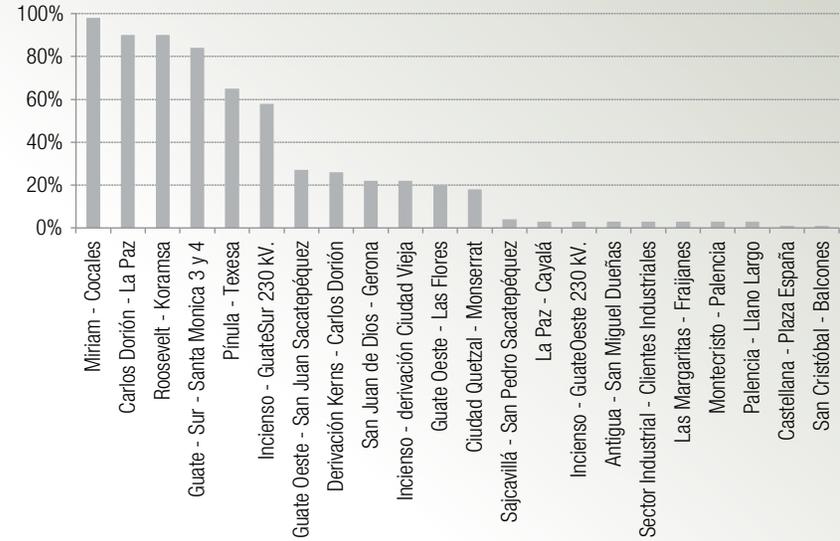
Obras de transmisión para el período 2018 y 2019

Con relación a las obras de transmisión que forman parte del plan de refuerzo, autorizado mediante resolución CNEE-197-2013, presentan un avance de construcción promedio del 28%, siendo las ampliaciones de subestaciones existentes y líneas de transmisión nuevas las que presentan mayor avance.

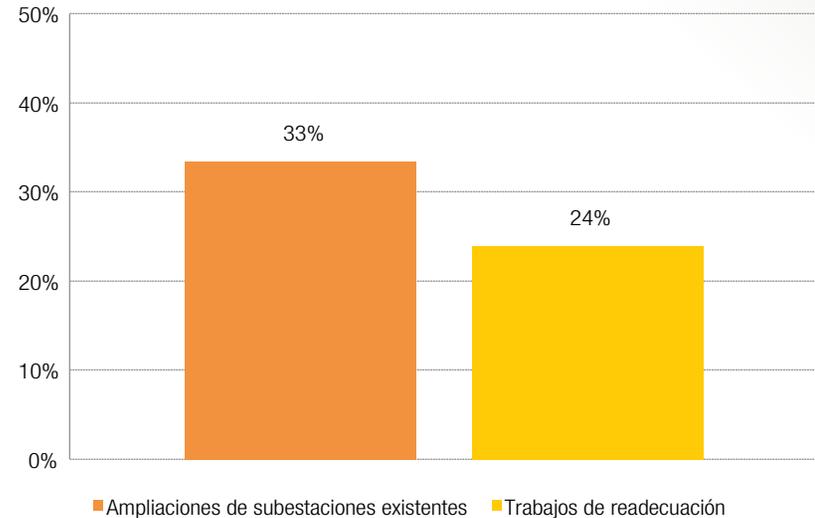
Gráfica 19. Avance de subestaciones
—previstas para el período 2018-2019—



Gráfica 20. Avance Líneas de Transmisión
—previstas para el período 2018-2019—



Gráfica 21. Ampliaciones y trabajos de adecuación
—previstos para el período 2015-2017—



Subestación Incienso 230/69 kV



Subestación Costa Linda 230/13.8 kV

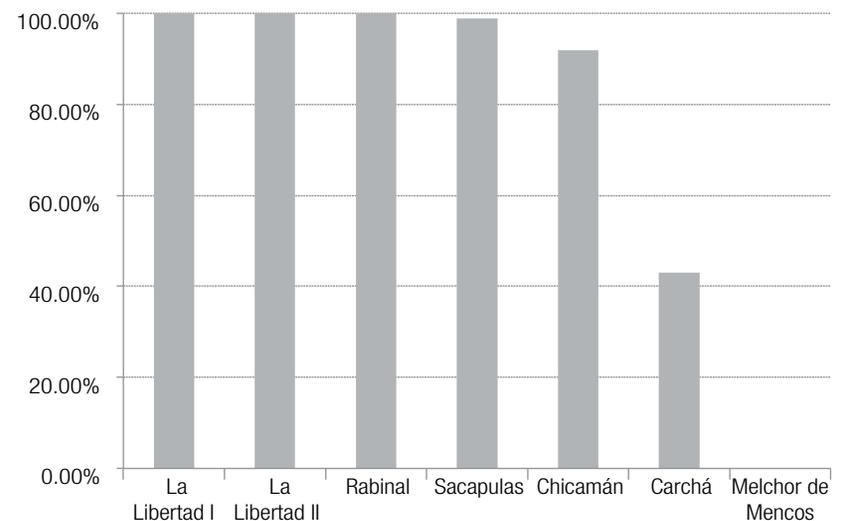


Obras de transmisión autorizadas a Empresa de Transmisión y Control de Energía Eléctrica

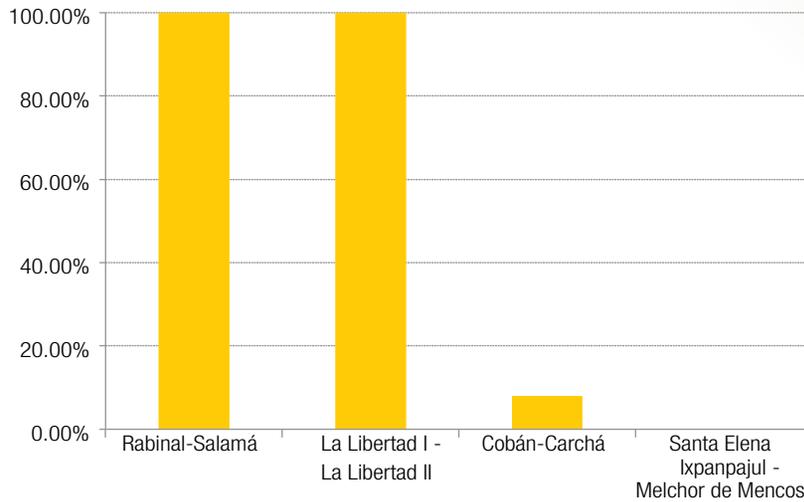
Resolución CNEE-104-2014

Las obras de transmisión autorizadas a ETCEE bajo la modalidad de Iniciativa Propia, mediante las resoluciones CNEE-104-2014 tienen como objetivo desarrollar las instalaciones transmisión que permitan la electrificación de áreas rurales en los departamentos de Petén, Quiché, Alta Verapaz, Baja Verapaz y Huehuetenango. Como resultado del seguimiento que se ha dado, se cuenta con los siguientes datos sobre los avances en la construcción de las obras de transmisión:

Gráfica 22. Avance de subestaciones –Resolución CNEE-104-2014–



Gráfica 23. Avance de líneas de transmisión
–Resolución CNEE-104-2014–



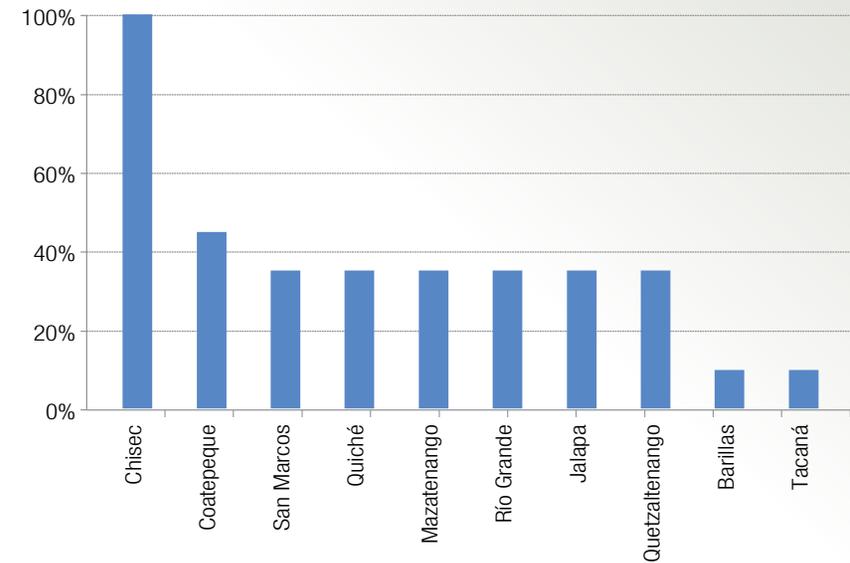
Subestación Sacapulas 69/13.8 kV



Resolución CNEE-361-2015

Adicionalmente, mediante la Resolución CNEE-361-2015 fue autorizado a Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica realizar las obras de transmisión relacionadas con las ampliaciones de subestaciones existentes, las cuales conectarán algunas líneas de transmisión que fueron adjudicadas en la licitación abierta PETNAC 2014.

Gráfica 24. Avance ampliaciones de subestaciones
–Resolución CNEE-361-2015–



Plan de Expansión del Sistema de Transporte, Proyecto Área Sur

Como parte del seguimiento realizado por la CNEE relacionado con el denominado Proyecto Área Sur, la entidad EEB Ingeniería y Servicios, Sociedad Anónima –EEBIS– ha proporcionado los indicadores de avance: a) la construcción de las líneas de transmisión; y b) la construcción de las subestaciones eléctricas, los cuales se muestran a continuación:

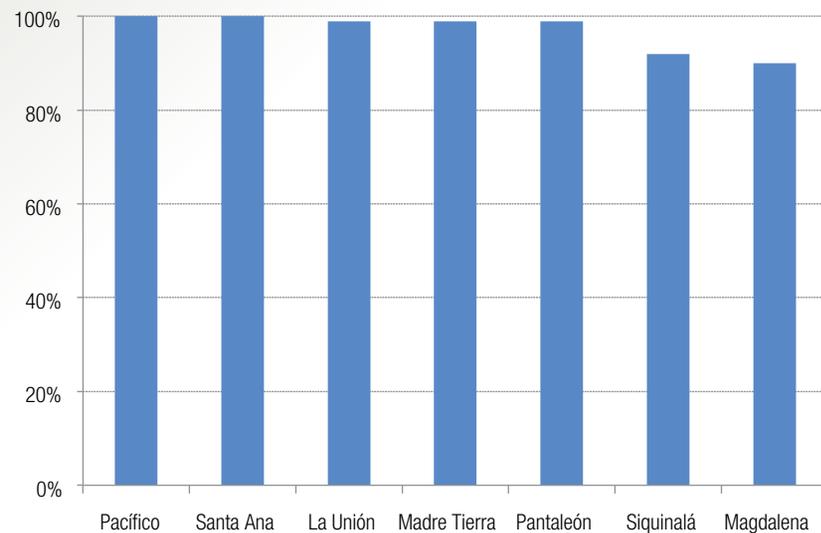


Subestaciones Santa Ana 230 kV



Avance de Subestaciones

Gráfica 25. Avances obra civil –subestaciones proyecto área sur



Se han conducido actividades de campo y gabinete, con el objeto de verificar: a) las especificaciones de las obras de transmisión; b) el avance de las obras de transmisión que componen el Proyecto Área Sur.

La nueva subestación Santa Ana 230 kV, la línea de transmisión Santa Ana-Pacífico 230 kV y la ampliación a la subestación existente Pacífico 230 kV han sido verificadas en cuanto a sus especificaciones técnicas.

Subestación Magdalena 230 kV

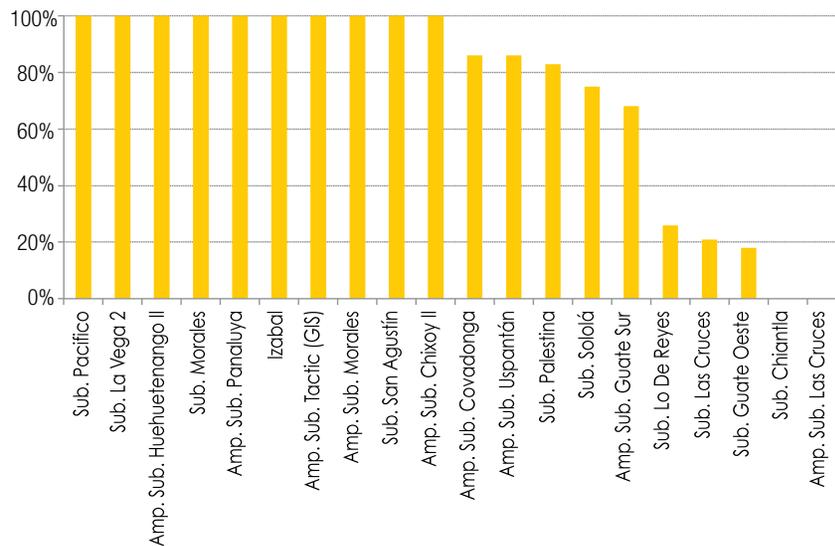




Obras Plan de Expansión del Sistema de Transporte Proyecto PET-1-2009

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica realiza el proceso de seguimiento del avance de las obras de transmisión que componen el Proyecto PET-1-2009, con el objetivo de verificar el cumplimiento de los alcances de las obras de transmisión, así como el cumplimiento de las normas técnicas relacionado con el diseño y construcción de las obras que conforman el proyecto PET-1-2009. Los indicadores de avance de las obras del Proyecto PET-1-2009 son los siguientes:

Gráfica 26. Avance General de subestaciones



Adicionalmente, como parte del avance del Proyecto PET-1-2009, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la Resolución CNEE-108-2016 a través de la cual se aceptó la ampliación de la subestación Huehuetenango II 230/138 kV 150 MVA y como parte del cumplimiento de las normas técnicas se realizó la verificación de las instalaciones.

Estudios eléctricos relacionados con la normativa técnica NEAST y NTAUCT

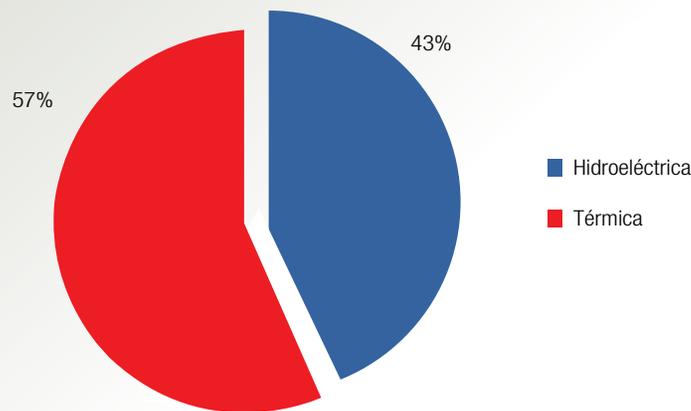
El crecimiento económico requiere de un sector energético moderno y en constante transformación que impulse fuertemente el desarrollo pleno del país; por ello, el cumplimiento de las metas de crecimiento económico solo será posible si la economía cuenta con un sector energético que funcione en condiciones de suficiencia, eficiencia y competitividad.

Un marco regulatorio sólido, claro y predecible es una condición necesaria para el desarrollo eficiente de las actividades reguladas y de las inversiones que esto conlleva. En este sentido, una manera de evaluar la solidez regulatoria, así como la evolución del sector y su interdependencia con el resto de la economía del país, es a través del comportamiento que experimenta la emisión de resoluciones relacionadas al acceso y ampliación a la capacidad de transporte, en cumplimiento de las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte –NTAUCT–

Durante el 2016, en la CNEE se gestionaron solicitudes de ampliación y acceso a la capacidad de transporte, de las cuales 4 corresponden a proyectos de generación eléctrica con un total de 169.65 Megavatios de potencia instalada y quince proyectos de ampliación de la red de transporte.

La gráfica muestra la generación autorizada por tecnología,

Gráfica 27. Potencia Autorizada –Generacion NTAUCT–

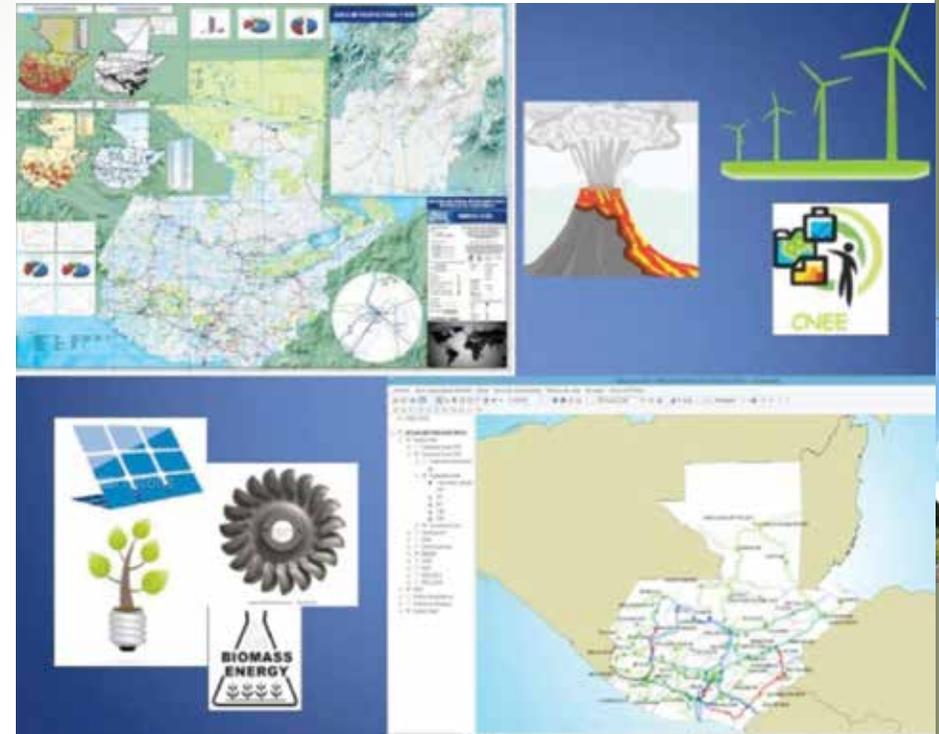


La Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprueba estudios eléctricos de acuerdo a lo establecido en las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte –NEAST–. En lo correspondiente al período 2016 se gestionaron 5 solicitudes de aprobación para una potencia total de 72.82 Megavatios, distribuidas en plantas hidroeléctricas.

Además, se distribuyó el Atlas del Sistema Nacional Interconectado de la República de Guatemala, en sus versiones impresa, digital e interactiva.

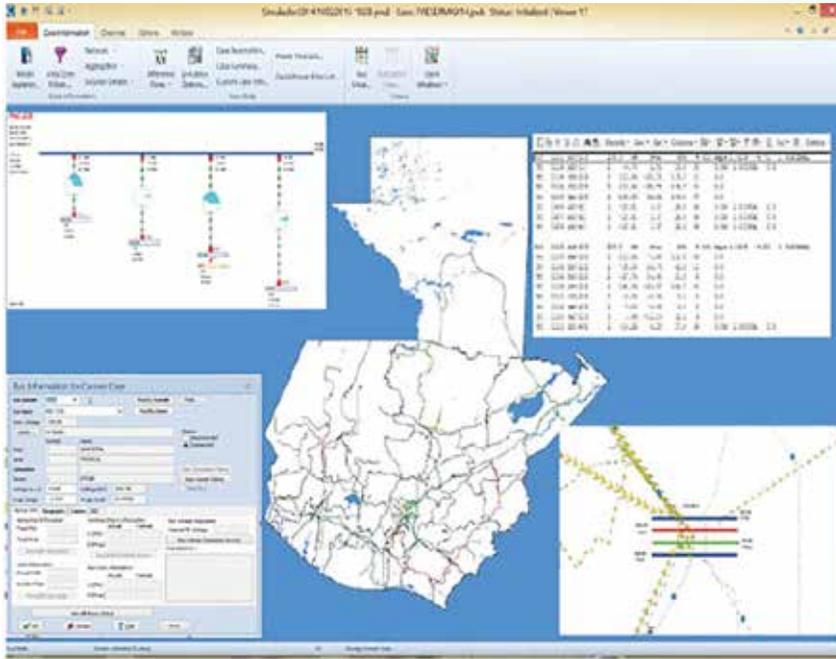
Este proyecto permite el acceso a un conjunto de recursos y servicios relacionados con la información espacial, de los elementos que integran el sistema de transmisión, distribución, generación de energía eléctrica y grandes usuarios.

Atlas del Sistema Nacional Interconectado



Se publicó la primera versión del Visor Dinámico de Red del Sistema de Transmisión Eléctrica. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica con el propósito de facilitar la visualización e interpretación de la información técnica relacionada con el Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica, realizó la importación georreferenciada de subestaciones eléctricas y líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de un Sistema de información Geográfico (SIG) a un Simulador de Redes Eléctricas para presentar la información de los flujos de potencia de casos típicos en forma georreferenciada, se pretende facilitar la interpretación de la conformación de la red del sistema de transmisión y el desempeño eléctrico de dicho sistema.

Visor Dinámico de Red del Sistema de Transmisión Eléctrica



Proyectos de generación distribuida renovable

En el marco de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, desde el momento de su entrada en vigencia hasta la fecha, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha autorizado la conexión de 75 proyectos de Generación Distribuida Renovable, al Sistema Nacional Interconectado a través de redes de distribución.

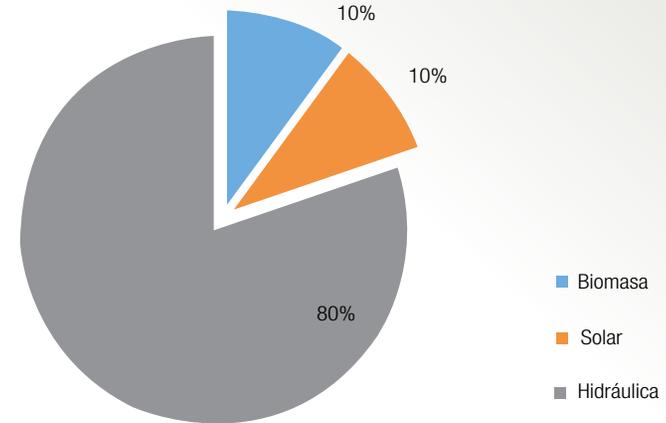
Estos proyectos están distribuidos a lo largo y ancho de la República y totalizan 131 MW de potencia al Sistema.

Potencia autorizada por tecnología. De los 75 proyectos de Generación Distribuida Renovable autorizados a la fecha, 60 corresponden a plantas de tecnología hidráulica que totalizan 105.13 MW, 8 proyectos corresponden a tecnología de Biomasa y totalizan 13.20 MW y 7 proyectos corresponden a tecnología solar fotovoltaica y totaliza 12.7 MW.

Potencia autorizada por tecnología

Tecnología	MW
Hidráulica	105.13
Biomasa	13.20
Solar	12.70

Gráfica 28. GDR's Potencia Autorizada por Tecnología



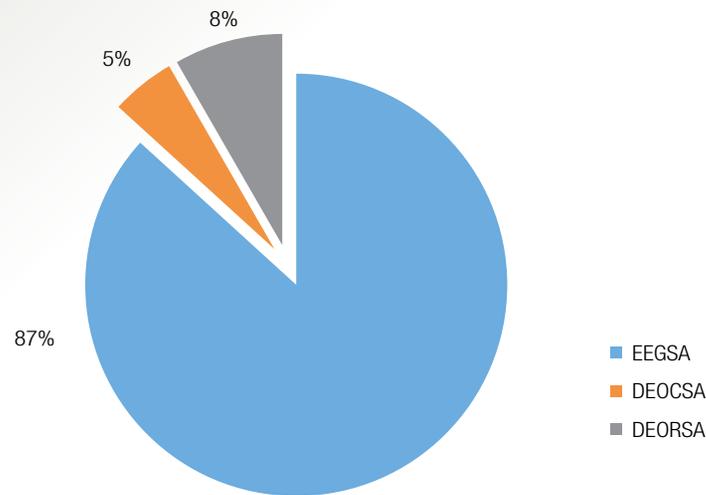
La Comisión Nacional de Energía Eléctrica ha fiscalizado el fiel cumplimiento, de las distribuidoras y de los Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, de lo establecido en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y en la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía (Resolución CNEE-227-2014). A la fecha las distribuidoras EEGSA, DEORSA y DEOCSA han reportado un total de 1,646 Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía –UAEE– conectados a las 3 distribuidoras y que representan un total de 10,561.06 kW de potencia instalada.

Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía

Distribuidora	UAEE	kW
EEGSA	1428	7214.23
DEOCSA	81	1199.83
DEORSA	137	2147.00
Total	1646	10561.06

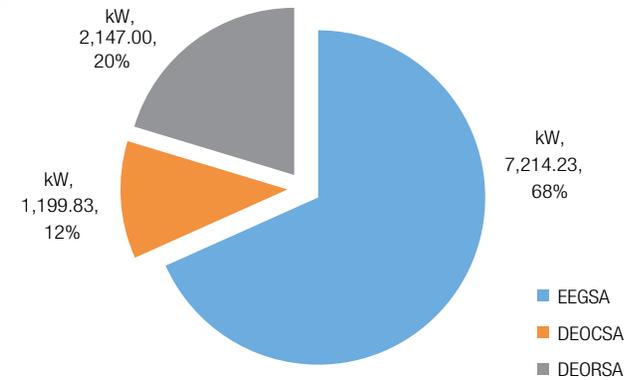
Gráfica porcentual de UAEE. Se observa que la distribuidora EEGSA tiene un total de 1,428 UAEE que representa 87%, la distribuidora DEORSA tiene 137 UAEE que representan el 8% y la distribuidora DEOCSA tiene un total de 81 UAEE que representan el 5% del total de UAEE.

Gráfica 29. UAEE por Distribuidora



Gráfica porcentual de kW. Se observa que la distribuidora EEGSA tiene un total de 6,923 kW de potencia instalada que representa un 68%, la distribuidora DEORSA tiene 2,043.09 kW que representa el 20% y la distribuidora DEOCSA tiene un total de 1169.77 kW que representan el 12% del total de potencia instalada.

Gráfica 30. kW por Distribuidora



Gestión de las normas de seguridad de presas

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en su Artículo 14 que para garantizar la protección de las personas, sus derechos y bienes, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) elaborará las Normas de Seguridad de Presas (NSP), las cuales incluirán todos los aspectos de diseño, auscultación, operación de presas, así como las medidas de seguridad operativa y planes de emergencia que resulten necesarias para estos objetivos.

Construcción de Hidroxacbal Delta



Desde la implementación de las NSP, el 4 de octubre de 1999, la CNEE ha velado por su estricto cumplimiento, realizando las siguientes actividades:

- Visitas de auditoría periódicas a todas las hidroeléctricas fiscalizadas;
- Solicitando la realización de las inspecciones respectivas,
- Revisando y aprobando (cuando corresponde);
- Informes del Examen de Seguridad de Presas (ESP);
- Manuales de Operación, Mantenimiento y Vigilancia (OMV);
- Planes de Preparación Ante Emergencias;
- Libros de inspecciones rutinarias e intermedias;
- Solicitudes de autorización de empresas o profesionales individuales para realizar el Examen de Seguridad de Presas;
- Además, a petición del Ministerio de Energía y Minas, la CNEE imparte cuando se solicita un curso de inducción a las NSP.

En el último año se han incorporado 4 centrales hidroeléctricas más a la fiscalización de la NSP, sumando un total de 30 presas que son actualmente fiscalizadas, las cuales cuentan con su respectivo Manual de Operación, Mantenimiento de Vigilancia y su Plan de Preparación ante Emergencia. Documentos que son actualizados bianualmente por parte del Responsable de la Presa, revisados y autorizados (cuando corresponden) para su divulgación, capacitación e implementación. En el caso de los Planes de Preparación ante Emergencia, todos los Responsables realizan simulacros periódicos para verificar si el documento se adecúa a las diferentes emergencias y evaluar el nivel de preparación de los operarios y demás involucrados en una emergencia.

Durante estos 16 años de fiscalización de las Normas de Seguridad de Presas, la CNEE ha visto la necesidad de impulsar e implementar una nueva versión de las NSP. Por tal motivo desde el 2013, profesionales del Organismo Regulador de Seguridad de Presas de la República de Argentina (ORSEP), han estado apoyando a la CNEE en dicha misión. Esta colaboración fue posible gracias a un convenio de cooperación del Fondo Argentino de Cooperación Sur-Sur y Triangular –FOAR–. Como resultado, se ha publicado en el diario de Centroamérica, el pasado 24 de noviembre de 2016, la resolución CNEE-283-2016, Norma de Seguridad de Presas, la cual considera aspectos relevantes ante la Seguridad de Presas, tales como el alcance de los Estudios de Seguridad, delimitado a todas las estructuras accesorias. Así mismo, se considera la implementación y mejora de los sistemas de instrumentación de cada proyecto, con el fin de monitorear el comportamiento de las obras, y anticipar cualquier situación anómala que se desarrolle.

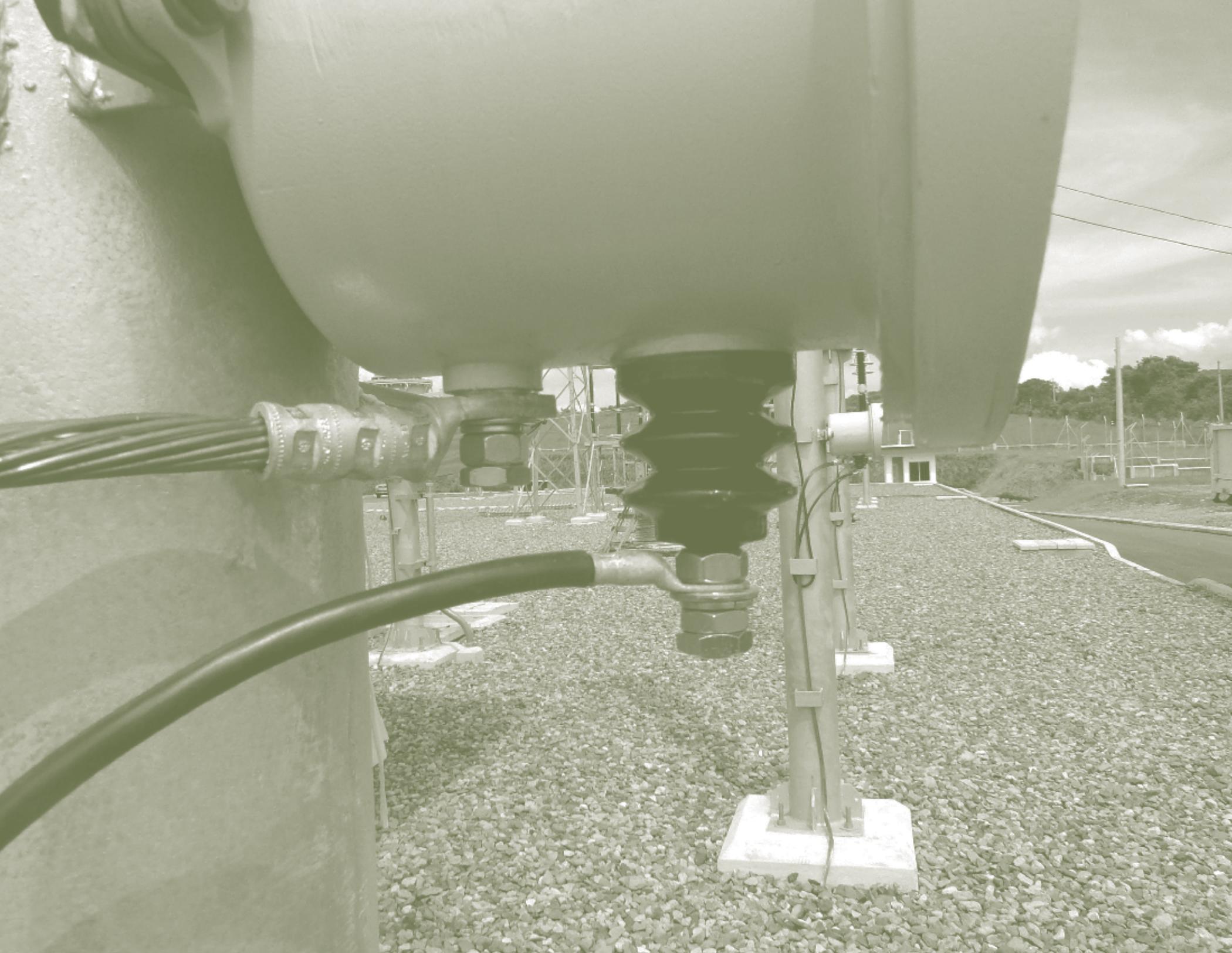
A raíz de esta publicación en la sede de la Asociación de Generadores con Energía Renovable, se impartió una presentación relacionada a la actualización de la NPS, resaltando las modificaciones relevantes en relación a la normativa derogada. Se propició un foro de discusión, en el cual los presentes presentaron sus opiniones y dudas sobre el proceso de actualización y disposiciones de la NSP.

Como hito en el tema de Seguridad de Presas, se ha creado sensibilidad sobre la relevancia de mantener la obra en condiciones seguras y responsabilidad que conlleva un aprovechamiento hídrico. En consecuencia, se ha logrado la capacitación de más de 140 personas, trabajadores de hidroeléctricas y consultores independientes, con dos cursos que han sido impartidos por un experto en la materia. En el contexto de la actualización de la NSP, se está planificando un cuarto curso de Seguridad de Presas, orientado al tema de auscultación e instrumentación.





Tarifas





Proceso de Revisión Tarifaria de las Empresas Eléctricas Municipales (EEMS) de Puerto Barrios y Santa Eulalia

Según lo establece el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el artículo 98, en agosto de 2015, se inició con la emisión de los términos de referencia para la elaboración del estudio tarifario de la distribuidora de Puerto Barrios, el cual comprenderá el periodo de septiembre del 2016 a agosto del 2021; en el caso de la Empresa Eléctrica Municipal (EEM) de Santa Eulalia el proceso se inició en julio del 2016 con la emisión de los correspondientes términos de referencia de los estudios, para el periodo que abarcará de agosto 2017 a julio 2022.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) de acuerdo con lo que establece la Ley, corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada. El VAD, contempla al menos los siguientes componentes básicos: costos asociados al usuario, independientemente de su demanda de potencia y energía; pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía; y costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

En el caso de la EEM de Puerto Barrios, las tarifas que se aprobaron en agosto de 2016, en cumplimiento de lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, reflejan en forma estricta el costo

económico de adquirir y distribuir energía eléctrica, beneficiando así a más de 24 mil usuarios.

Para el caso de la EEM de Santa Eulalia, el proceso de revisión tarifaria aun continúa, y será hasta julio del 2017 cuando se apruebe sus nuevos pliegos tarifarios base, en cumplimiento con lo establecido en la normativa legal vigente.

Fijación del Valor de los Peajes de Transmisión para el período 2017-2019

En cumplimiento de lo establecido en los artículos 4 y 64 al 70 de la Ley General de Electricidad, así como del artículo 55 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, fijó en enero de 2017, el Peaje o Costo Anual de Transmisión (CAT) de las instalaciones de transmisión del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala que estará vigente para el periodo 2017-2019.

El Costo Anual de Transmisión considera, de acuerdo a la normativa legal vigente:

- El uso de tecnologías económicamente justificadas para prestar el servicio de transmisión de energía eléctrica,
- Diseño de instalaciones óptimamente dimensionadas con la tecnología disponible en el mercado,
- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento de las instalaciones, equivalente al 3% del Valor Nuevo de Reemplazo de los activos o instalaciones determinadas.

La CNEE fijó los valores de Peaje Principal y Secundario, así como sus respectivas fórmulas de ajuste anual, mediante las siguientes resoluciones:

No.	Nombre	Resolución
1	Fijación del Peaje del Sistema Principal de Transmisión	CNEE-3-2017
2	Peaje Sistema Principal-Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE)	CNEE-4-2017
3	Peaje Sistema Principal-Duke Energy Guatemala Transco, LTD.	CNEE-5-2017
4	Peaje Sistema Principal-Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. (RECSA)	CNEE-6-2017
5	Peaje Sistema Principal-Transmisora de Energía Renovable, S.A. (TRANSNOVA)	CNEE-7-2017
6	Peaje Sistema Principal-Transporte de Electricidad de Occidente (TREO)	CNEE-8-2017
7	Peaje Sistema Principal-TRANSFOSUR, S.A. (TRANFOSUR)	CNEE-9-2017
8	Peaje Sistema Principal-Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. (TRECSA)	CNEE-10-2017
9	Peaje Sistema Secundario-Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE)	CNEE-11-2017
10	Peaje Sistema Secundario-Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC)	CNEE-12-2017
11	Peaje Sistema Secundario-Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. (RECSA)	CNEE-13-2017
12	Peaje Sistema Secundario-Duke Energy Guatemala Transco, LTD.	CNEE-14-2017
13	Peaje Sistema Secundario-Transporte de Electricidad de Occidente (TREO)	CNEE-15-2017



Peajes de Transmisión-Valorización y cálculo de Peajes de nuevas instalaciones de transmisión

Durante el 2016, en cumplimiento de los artículos 4 y 64 de la Ley General de Electricidad, la Comisión recibió un total de 10 solicitudes de fijación del Peaje de Transmisión, correspondientes al reconocimiento de nuevas subestaciones y 10 ampliaciones a subestaciones existentes, así como las líneas de transmisión relacionadas a dichas nuevas subestaciones o ampliaciones.

Lo anterior correspondió a un valor nuevo de reemplazo del orden de los 25 millones de dólares americanos en ampliaciones al sistema de transmisión.

Los proyectos corresponden a las nuevas subestaciones Siquinalá, Magdalena y Móvil; ampliaciones a las subestaciones: Chácara, San Cristóbal, Santa Lucía, San Miguel Petapa, Álamo, Mixco, Malacatán, Quiché y Jalapa; nuevas líneas San Miguel Petapa-Álamo y Siquinalá-Magdalena, ampliaciones a las líneas de transmisión: Alimentadores a subestación San Cristóbal, Alimentadores a subestación Santa Lucía, y Alimentadores a subestación Mixco.

Subestación Chácara



Dichas obras de transmisión corresponden a lo aprobado en los planes de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, así como del “Plan de Expansión para el Refuerzo y Atención del Crecimiento de la Demanda de Electricidad en los Departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez”, aprobados en las resoluciones CNEE-189-2008 y CNEE-197-2013, así como proyectos ejecutados por iniciativa propia.

Subestación Santa Lucía



Subestación Siquinalá



Cálculo de ajustes tarifarios

En cumplimiento de los artículos 86 y 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los pliegos tarifarios aprobados para cada distribuidora, se realizaron

- **116 Ajustes Trimestrales**
- **54 Ajustes Semestrales**
- **38 Ajustes Anuales**

un total de noventa y dos ajustes trimestrales (Tarifa Social y No Social) al precio de la energía, derivado de la diferencia de costos e ingresos por concepto de energía y potencia de las diferentes distribuidoras del país; así mismo se efectuaron un total de cincuenta ajustes semestrales al Valor Agregado de Distribución –VAD– (Tarifa Social y No Social) de acuerdo con lo establecido en el pliego tarifario de cada distribuidora.

Los resultados fueron notificados a las distribuidoras y publicados en la página web de la CNEE.

Para dar cumplimiento al artículo 86 del referido reglamento se realizó el ajuste anual de los precios de energía y potencia a trasladar a tarifas (Social y No Social) para las diecinueve distribuidoras de energía eléctrica del país, con base en el informe de costos mayoristas presentado por el Administrador del Mercado Mayorista. Como resultado de lo anterior, se calcularon las tarifas para todas las Distribuidoras, las cuales estarán vigentes a partir del primero de mayo, y su aplicación se oficializa mediante la respectiva publicación en el diario de Centro América.

En la gráfica 31 se presenta el histórico de las tarifas BTS y Social de EEGSA, DEOCSA y DEORSA para el 2016 y lo que va del 2017.

Es importante observar en la gráfica, cómo las tarifas han mantenido un comportamiento estable en el último año. Lo anterior se deriva de cambios en la matriz energética del país y a las bajas en el precio de la energía en el mercado de oportunidad (Spot) y reducciones en los precios internacionales de los combustibles.

Gráfica 31. Tarifas EEGSA, DEOCSA y DEORSA febrero 2016-2017



Cálculo de bloques de energía de tarifa social

Derivado de la emisión de la resolución CNEE-174-2009, por medio de la cual se cuantifica, valoriza y liquida la cantidad de energía y potencia para la Tarifa Social y la Tarifa No Social, mensualmente se realiza el cálculo de cada uno de los bloques para su respectiva liquidación, mediante la Metodología de Cálculo de los Bloques de Tarifa Social para todas las Distribuidoras que operan en el país.





Capacitación a empresas eléctricas municipales

De manera periódica CNEE brinda capacitaciones al personal técnico y operativo de las Empresas Eléctricas Municipales, en las cuales se abordan diversos contenidos dentro del contexto de la aplicación de los pliegos tarifarios, estructura de las tarifas, reportes de facturación, aplicación de resoluciones emitidas por la Comisión referentes a la aplicación y facturación de las tarifas a los usuarios finales.

Para tal efecto durante el período 2016-2017 se brindó este apoyo al personal de las Empresas Eléctricas Municipales de Santa Eulalia, Tacaná, Zacapa y Guastatoya.





Fiscalización de la calidad del servicio

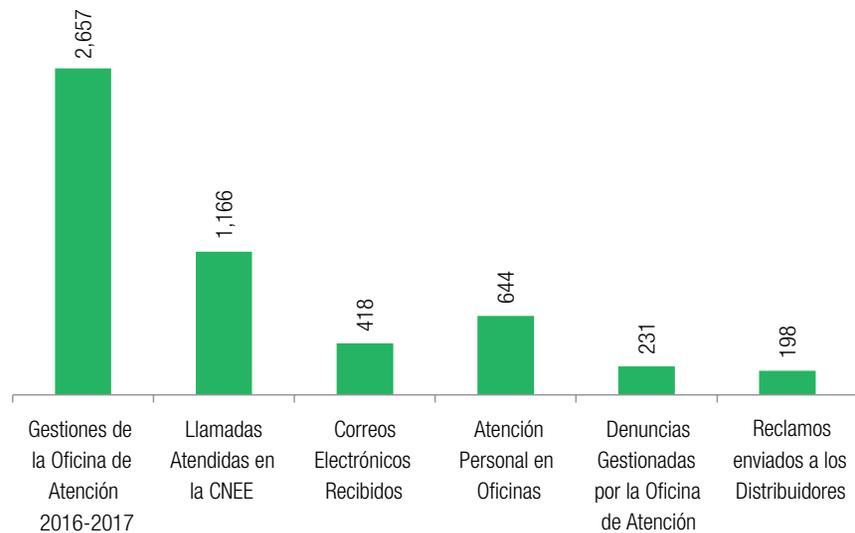




Atención de usuarios del servicio de energía eléctrica en oficinas de CNEE

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica a través de la Oficina de Atención al Usuario, atiende diariamente las gestiones que realizan los usuarios ante la CNEE por las siguientes vías: telefónicamente, página Web, correo electrónico y de forma presencial. El objetivo está enfocado a la atención de usuarios y la satisfacción de las necesidades de información o el apoyo en las gestiones ante los distribuidores.

Gráfica 32: Gestiones Realizadas por la Oficina de Atención al Usuario



Fuente: Datos de la Oficina de Atención al Usuario de CNEE 2016-2017

La gráfica indica que en la oficina de atención se realizaron 2,657 gestiones en el periodo 2016-2017 distribuidas de la siguiente manera: se recibieron 1,166 llamadas telefónicas donde se resolvieron dudas de los usuarios, también se gestionaron 418 usuarios a través del correo electrónico y personalmente se atendieron 644 usuarios. Se tramitaron 231 denuncias y 198 reclamos de inconformidades por diversos motivos.

Fiscalización del tele servicio de los distribuidores

El Tele servicio de los distribuidores es donde se reciben las llamadas de los usuarios y realiza una función importante dentro de los distribuidores ya que, una vez finalizadas las llamadas de los usuarios se genera una solicitud, reclamación, consulta o aviso. Esto hace que el personal back office de los distribuidores continúe con la gestión iniciada por el tele operador (front office) que atendió la llamada. Por lo tanto sin una atención adecuada en la atención de llamadas, los distribuidores no podrían solucionar las gestiones de los usuarios.

Periódicamente la CNEE realiza verificaciones de la atención que proporcionan los distribuidores a través del Tele servicio. El Artículo 7 bis de la Norma para la Atención de Reclamos indica que los usuarios podrán presentar inconformidades por “medio de comunicación telefónica”. Además el artículo 11 nonies cita que “El sistema informático del distribuidor debe registrar todas y cada una de las llamadas telefónicas de los usuarios”. Durante el periodo 2016-2017 se visitaron los centros de atención de llamadas de Empresa Eléctrica de Guatemala S. A., Distribuidora de Electricidad de Occidente S. A. y Distribuidora de Electricidad de Oriente S. A. obteniendo los resultados siguientes:

Resultado de indicadores del tele servicio

No.	Indicador	EEGSA	DEOCSA	DEORSA
1	Nivel de Atención	97.37%	93.7%	93.7%
2	Nivel de Servicio	85.56%	87.1%	87.1%
3	Tiempo Promedio de Operación	2.87 minutos	2.50 minutos	2.50 minutos
4	Porcentaje de Ausentismo	2.63%	6%	6%
5	Nota de calidad	95.1%	90.4	90.4

Fuente: Datos de los distribuidores.

Fotografías de la actividad de fiscalización de CNEE





Supervisión de la verificación de medidores

Para comprobar que los medidores de energía eléctrica de los distribuidores cumplan con el porcentaje de exactitud que indica el Artículo 64 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, la Comisión realiza actividades de supervisión del proceso de verificación

de medidores. A continuación se muestran datos y fotografías de la actividad efectuada en los laboratorios de EEGSA y ENERGUATE durante 2016-2017. Derivado de las fiscalizaciones efectuadas por la CNEE en el tema de verificación DEOCSA y DEORSA realizan actualmente la sustitución de más de 100,000 medidores de energía eléctrica, dicha actividad también es supervisada por la CNEE en campo.

Fotografías de la actividad

Verificación en laboratorio



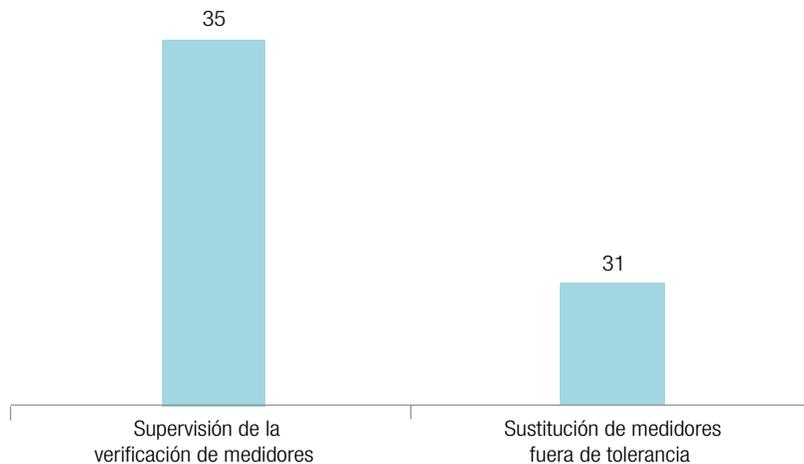
Verificación en campo





Empresa Eléctrica de Guatemala S. A., realiza la verificación de medidores en el laboratorio. DEOCSA y DEORSA efectúan la actividad en campo con medidor patrón y también verifican en el laboratorio ubicado en el municipio de Chimaltenango. Estas acciones de la Comisión hacen que los consumos facturados por los distribuidores sean acordes al consumo de los usuarios ya que cuentan con medidores de energía que cumplen con el porcentaje de exactitud. Durante el periodo 2016-2017 se supervisaron 66 actividades relacionadas con la exactitud de los medidores.

Gráfica 33: Verificaciones y Sustituciones Supervisadas

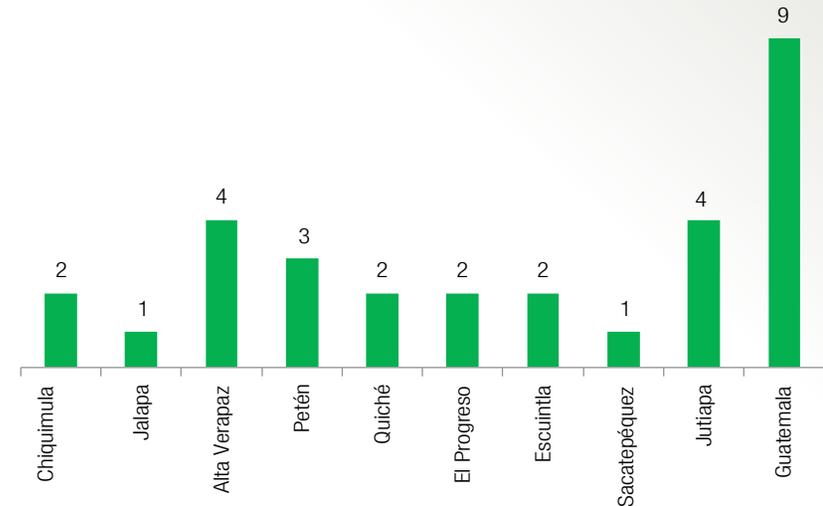


Supervisión de Agencias Comerciales

La Comisión realiza un recorrido a nivel nacional de acuerdo a la planificación de las fiscalizaciones que realiza la Gerencia de Regulación de Calidad y los hallazgos forman parte del plan de mejora de los distribuidores. El Artículo 2 inciso f) de la Resolución CNEE-68-2001 cita lo siguiente: “La CNEE realizará auditorías aleatorias en los centros de procesamiento de información y locales de atención a los usuarios y podrá requerir información que estime necesaria para su control”.

Para realizar la fiscalización de las agencias de atención de EEGSA, DEOCSA y DEORSA se realizan visitas programadas y sorpresivas donde se verifica la calidad de la atención en cada uno de los procesos comerciales de los usuarios.

Gráfica 34: Agencias visitadas por departamento



Fuente: Datos de la Oficina de Atención al Usuario de CNEE 2016-2017

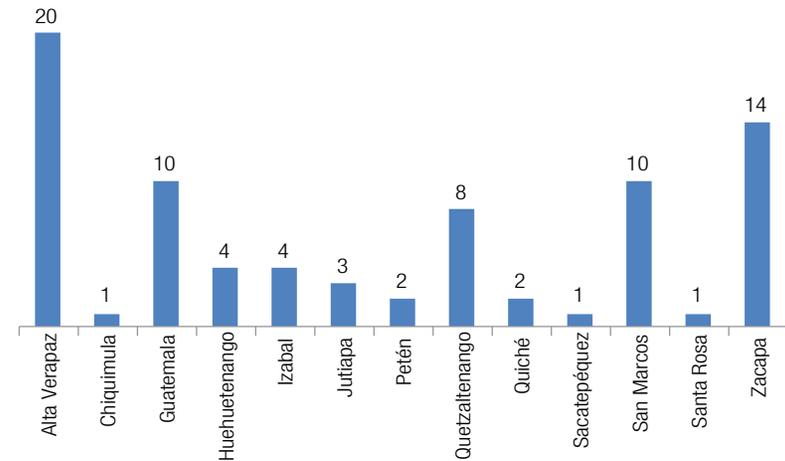
Durante el periodo 2016-2017 se visitaron en dos ocasiones las 11 agencias de EEGSA, se fiscalizaron 03 agencias de DEOCSA y 17 oficinas comerciales de DEORSA, haciendo un total de 30 supervisiones efectuadas en dicho periodo.



Inspecciones de campo

Para el periodo 2016-2017 se realizaron 80 inspecciones en diferentes departamentos del país, a continuación se muestra el detalle.

Gráfica 35: Inspecciones de campo por departamento



Fuente: Fiscalizaciones de la Gerencia de Regulación de Calidad

Se observa que se realizaron 20 inspecciones en el departamento de Alta Verapaz, 14 en Zacapa, 10 en San Marcos, 10 en Guatemala y 8 en Quetzaltenango, además de 18 en otros departamentos del país.

Inspección realizada en Chisec, Alta Verapaz



Fiscalización de cumplimiento del artículo 34 de NTDOID por medio de la fiscalización de Planes de Mantenimiento de Distribución

En cumplimiento al artículo 34.3 de la norma NTDOID los Distribuidores deben contar con planes de mantenimiento en todas sus redes y registrar los trabajos realizados. CNEE fiscaliza y analiza la información que le remiten por vía electrónica, los resultados indican la existencia de planes por parte de los Distribuidores. A continuación se presenta un resumen de actividades ejecutadas dentro de dichos planes de mantenimiento con lo que cumplen el marco técnico establecido en las normas técnicas.

Acumulado de actividades de Mantenimiento Realizadas por los distribuidores en el 2016.

Distribuidora	Tipo-%		Poda, tala arbolado	Dimensional	Inspección Línea	Dimensional	Actividades diversas de Mitto.	Dimensional
	P	C						
DEOCSA	39	61	5,559	km	6,247	Km	9,515	U
DEORSA	35	65	5,729	km	9,640	km	11,397	U
EEGSA	24	76	10,553	km	328	A	11,035	U

Nota: P es preventivo, C es correctivo, U es unidades, A es actividad, km son kilómetros.

Durante el 2016 se requirió a DEORSA, DEOCSA y EEGSA un plan de corrección de hallazgos de incumplimientos detectados por la Comisión. Los mapas de hallazgos y datos relevantes que formaron parte del plan ejecutado por los Distribuidores se pueden consultar en la sección Correcciones de Hallazgos NTDOID del presente documento.

Personal de CNEE efectúa fiscalizaciones muestrales a instalaciones de distribución de Media y Baja Tensión. Las imágenes siguientes muestran ejemplos de la fiscalización indicada.



*Invasión vegetación.
Red trifásica MT*



*Invasión vegetación.
Red MT*



*Invasión vegetación
MT frente a
subestación*

Fiscalización del Cumplimiento de la Norma NTDOST por medio del monitoreo de mantenimientos al sistema de transporte

Durante el periodo de enero a diciembre de 2016, fue efectuada la fiscalización del cumplimiento de la norma NTDOST específicamente del artículo 19; esta actividad se lleva a cabo por medio del análisis de información regulatoria remitida en forma mensual

por los transportistas a CNEE. En el cuadro, se muestra en forma resumida las actividades de mantenimientos efectuadas por los transportistas, en instalaciones de subestaciones, líneas y protecciones.

Acumulado de actividades de mantenimiento realizado por los transportistas en el 2016

Actualizado a: TRANSPORTISTA	Año 2016									
	MANTENIMIENTO DE LINEAS				MANTENIMIENTO SUBESTACIONES			MANTENIMIENTO PROTECCIONES		
	PODA (km)	INSPECCIÓN (km)	MTTO (unidades)	MEDICIÓN (unidades)	INSPECCIÓN (unidades)	MTTO (unidades)	MEDICIÓN (unidades)	INSPECCIÓN (unidades)	MTTO (unidades)	MEDICIÓN (unidades)
DEGT	-	19.24	-	186	470	25	79	684	44	63
EPR	51.58	474.05	5	-	2,417	2	13	1,073	-	56
ETCEE	331.33	6,479	6,373	6,463	5,647	851	1,048	2,859	1,064	1,325
RECSA	0.50	146.78	246	-	1,091	166	21	3	12	42
TRANSNOVA	10.91	6.1	80	-	-	21	60	12	12	-
TRECSA	14.59	644.68	329	-	9,440	97	-	3,877	-	-
TRELEC	13.83	13	722	243	3,358	6,148	1,326	66	5	86
TREO	50.16	679.2	147	358	6,348	546	135	1,615	288	211

Fiscalizaciones integrales

Durante el 2016, personal de CNEE efectuó diversas actividades de fiscalización a las obligaciones regulatorias de los Distribuidores y Transportistas. A continuación se muestra en forma tabular el detalle de las actividades efectuadas:

Fiscalizaciones de la Norma NTDOST y NTDOID

Tipo	Actividad	1er Sem	2do Sem	Año 2016	Descripción
NTDOID (Artículos 11, 18, 33, 34,3)	Fiscalización muestral tramos distribución	105	99	204	Tramos
	Fiscalización NTDOID adicionales	446	599	1,045	Puntos fiscalizados
	Fiscalización NTDOID transformadores sobrecargados	8	45	53	Transformadores de distribución
	Fiscalización NTDOID transformadores tierras	41	57	98	Elementos de sistema de tierras
	Fiscalización NTDOID Distancias de Seguridad	9	13	21	Inmuebles
	Fiscalizaciones integrales NTDOID	303	736	1,039	Usuarios
NTDOST (Artículo 19 NTDOST)	Fiscalizaciones integrales 2	4	6	11	Subestaciones AT

Planes de mejora

CNEE requirió en el 2016 a las Distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA planes específicos para adecuar hallazgos de incumplimientos regulatorios derivados de la acción fiscalizadora del año anterior. La cantidad de los puntos a corregir contenidos en dichos planes se presenta a continuación:

Incumplimientos detectados en fiscalizaciones NTDOID

Distribuidor	NTDOID-2016
EEGSA	70
DEORSA	202
DEOCSA	298
Total	570

Encuesta de calidad

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 2016, la cual fue realizada por empresas especializadas realización de encuestas.

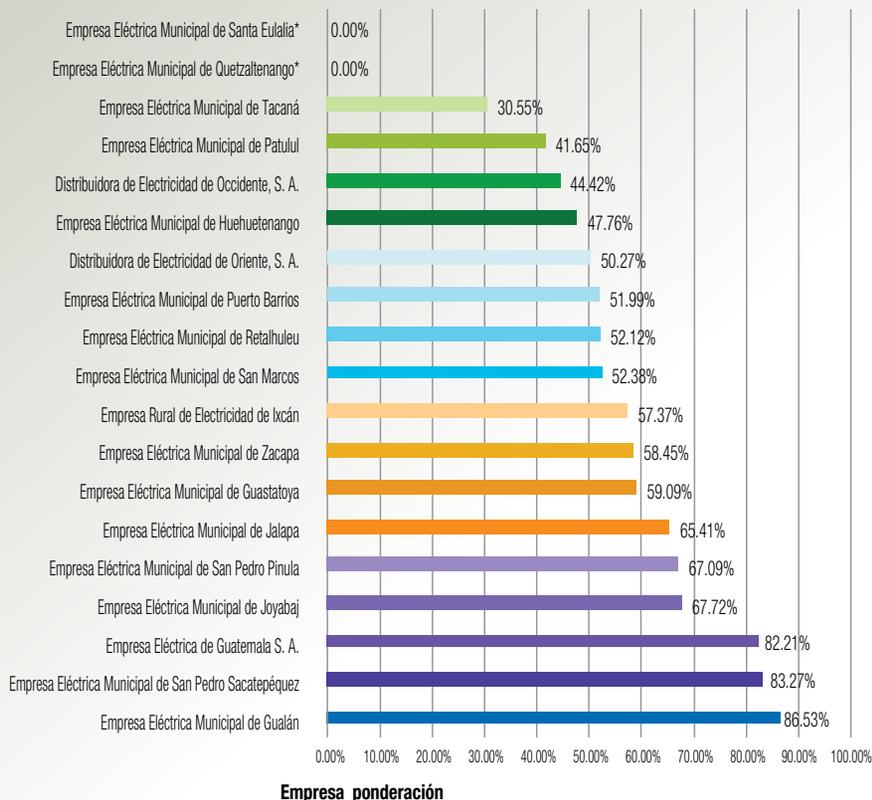
La Encuesta de Calidad 2016 mide la **PERCEPCIÓN** de los usuarios en relación con servicio de Distribución Final que le presta su empresa distribuidora específicamente sobre aspectos relacionados con la atención al cliente, interrupciones de suministro y calidad de voltaje.

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).

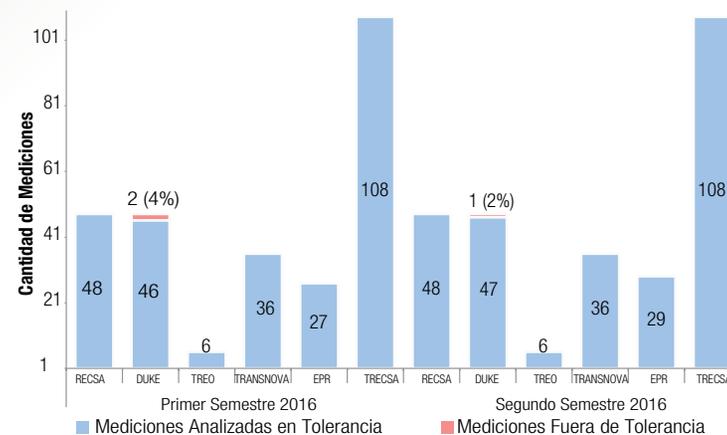
Para mayor información sobre los resultados, visite nuestra página WEB de CNEE www.cnee.gov.gt.



Gráfica 36. Resultados de encuesta de calidad



Gráfica 38. Puntos Fuera de Tolerancia-Regulación de Tensión (Otros Transportistas)



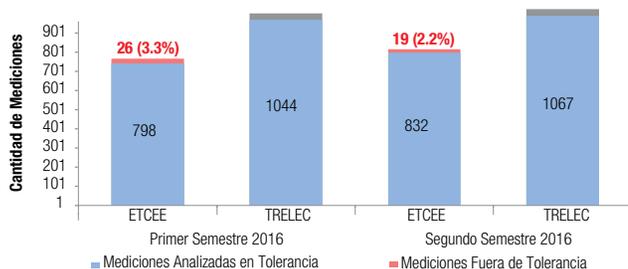
En las gráficas anteriores, se puede observar el comportamiento de los puntos fuera de tolerancia a lo largo del 2016. Además se observa que ETCEE tiene una mala regulación de tensión en distintos puntos de conexión con otros participantes, lo cual está fuera de los parámetros que establece la NTCSTS, con aumentos repentinos en el indicador cuya naturaleza es de bajo voltaje respecto al nominal. A continuación el número de mediciones en los puntos de conexión con otros participantes fuera de tolerancia por mes durante el 2016 para ETCEE (las mediciones se identifican con el ID que proporciona el AMM):

Indicadores de calidad

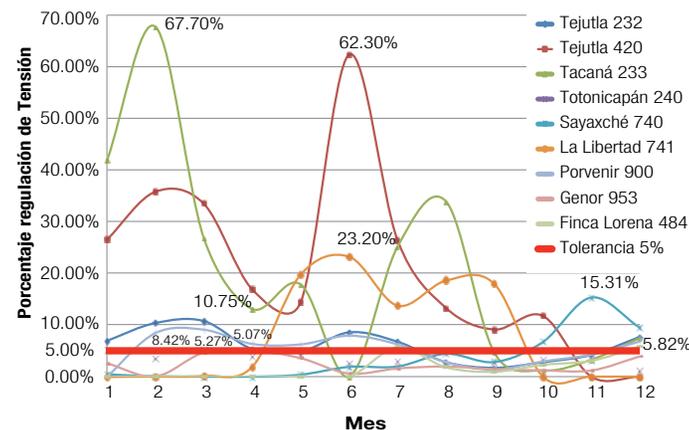
Calidad del servicio de transmisión

Regulación de Tensión

Gráfica 37. Puntos Fuera de Tolerancia-Regulación de Tensión (ETCEE-TRELEC)



Gráfica 39. Mediciones por mes: (45) fuera de tolerancia ETCEE-Regulación de Tensión



La incidencia de los participantes en la Calidad del Producto Técnico se realiza mediante mediciones, las cuales son realizadas en los puntos que los transportistas consideren necesarios, esto con el objetivo de identificar a los participantes que afecten la calidad del servicio en el sistema de transporte, las mediciones se evalúan para identificar transgresiones a las tolerancias por parte de los participantes a efecto de limitar su incidencia en la calidad del servicio del sistema de transporte.

Desbalance de Corriente

La transgresión al indicador de desbalance de corriente, se determina sobre la base de comparación de los valores de corriente de cada fase, medidos en el punto de entrega (Transportista-Participante).

Actualmente la normativa vigente establece una tolerancia de diez por ciento (10%), para cada uno de los registros obtenidos en el intervalo de medición; el intervalo establecido para el indicador de desbalance de corriente es de 15 minutos. Por otro lado se considera que un participante afecta la calidad del servicio de energía eléctrica, cuando en un lapso mayor al cinco por ciento (5%), del correspondiente al período de medición mensual, las mediciones muestran que el desbalance de corriente excedió el rango de tolerancia establecida.

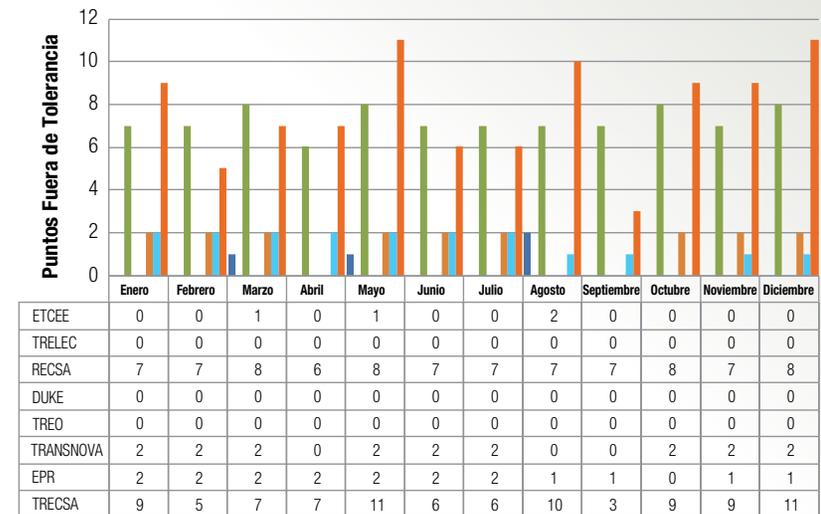
Las Normas de Calidad establecen que el control del Desbalance de Corriente será efectuado por el Transportista, en los puntos de entrega que considere necesarios.

Durante el 2016, Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. –RECSA– reportó puntos de medición fuera de tolerancia relacionados con Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A. –DEOCSA y Distribuidora de Electricidad de Oriente –DEORSA–; Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. –TRECSA– reportó varios puntos fuera de tolerancia; Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. –TRELEC– no reportó ninguna medición con el parámetro de desbalance de Corriente y Empresa de Transporte y Control de la Energía Eléctrica –ETCEE– determina parcialmente el indicador de desbalance de corriente en los

circuitos de DEORSA y DEOCSA y Empresas Eléctricas Municipales conectadas a red de transporte.

El Administrador del Mercado Mayorista –AMM– efectuó el análisis mensual de las mediciones efectuadas por cada uno de los transportistas que reporta a CNEE las mediciones que no cumplían con la tolerancia establecida para el parámetro de desbalance de corriente. A continuación se muestran las mediciones de todas las transportistas:

Gráfica 40. Puntos Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia-Desbalance de Corriente



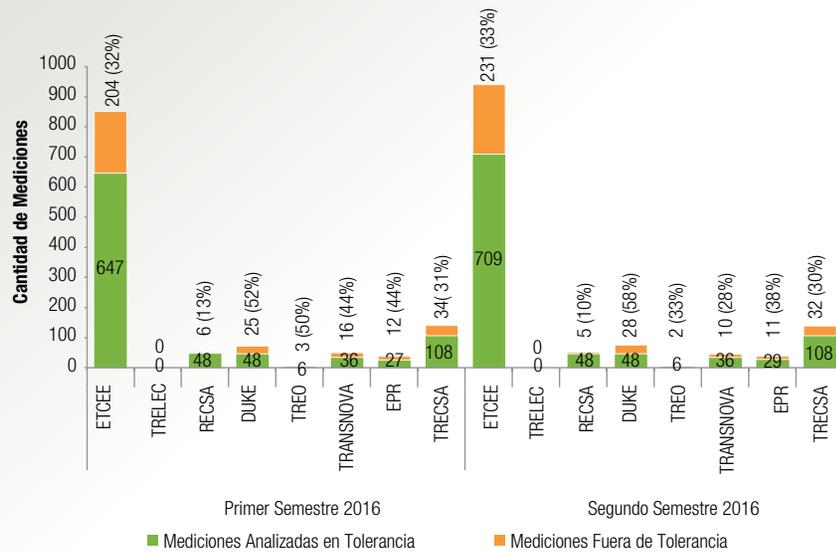
Factor de Potencia

La normativa contempla que los Distribuidores y Grandes Usuarios deberán contar con el equipo necesario que permita el control de tensión y suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión con el sistema de transporte un factor de potencia inductivo, a toda hora de 0.90 o superior, adicionalmente para los generadores establece que estos deberán contar con equipos necesarios que permitan el control de tensión y suministro de potencia reactiva dentro de los límites de su curva de operación.

El objetivo de establecer estos controles es limitar la incidencia de los participantes en la Calidad del Producto Técnico del Sistema de Transporte.

El AMM efectuó el análisis mensual de las mediciones por cada uno de los transportistas que reporta a CNEE las mediciones que no cumplían con la tolerancia establecida para el parámetro de Factor de Potencia.

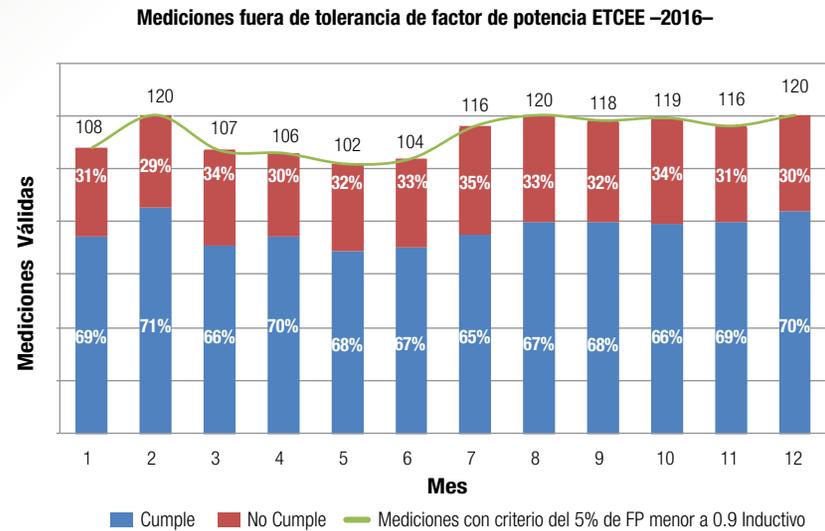
Gráfica 41. Cantidad de Mediciones Fuera de Tolerancia-Factor de Potencia



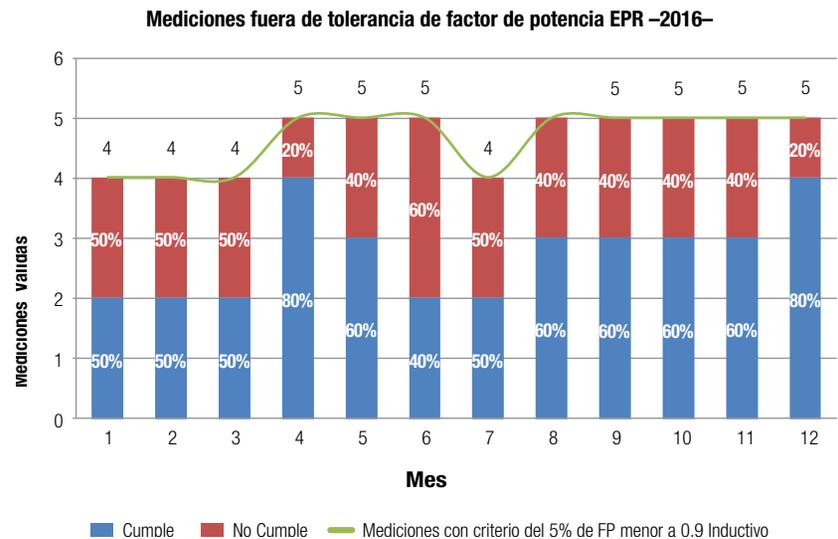
La gráfica muestra el porcentaje de mediciones que como mínimo registraron al menos una vez dentro del período de control mensual, la transgresión a la tolerancia de 0.90 por Factor de Potencia inductivo en las cargas conectadas al Sistema de Transporte.

Respecto al factor de potencia en los puntos de conexión de la Red de ETCEE y EPR, CNEE analizó los intercambios de reactiva entre nodos y su incidencia en el factor de potencia en el 2016, no se consideró los nodos con factor de potencia en adelanto (capacitivo), los cuales tienen una alta correlación con los nodos susceptibles a la regulación de tensión.

Gráfica 42 . Evolución de las mediciones de Factor de Potencia de ETCEE –2016–



Gráfica 43. Evolución de las mediciones de Factor de Potencia de EPR –2016–



Respecto al factor de potencia en los puntos de conexión de la Red de TRELEC, esta transportista no procesa la medición del factor de potencia en los puntos de conexión.

Servicio Técnico

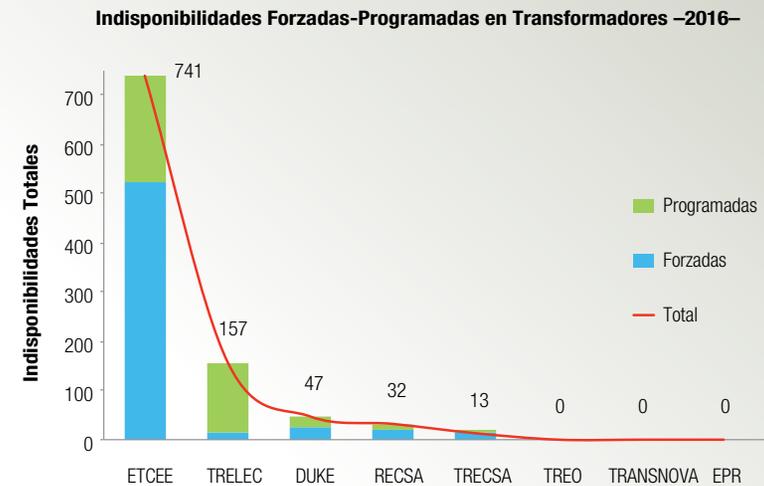
La calidad de transporte se mide en función de la disponibilidad de los equipos que conforman un sistema de transporte, la normativa establece límites para la cantidad y duración de indisponibilidades, el control de la Calidad de Servicio Técnico de transporte es efectuado en períodos anuales continuos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

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

La Calidad del Servicio Técnico de transporte se determina con base al número de indisponibilidades y la duración de las mismas, los Transportistas deben reportar las indisponibilidades suscitadas en su sistema de transmisión de forma mensual de acuerdo a lo establecido en las 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.

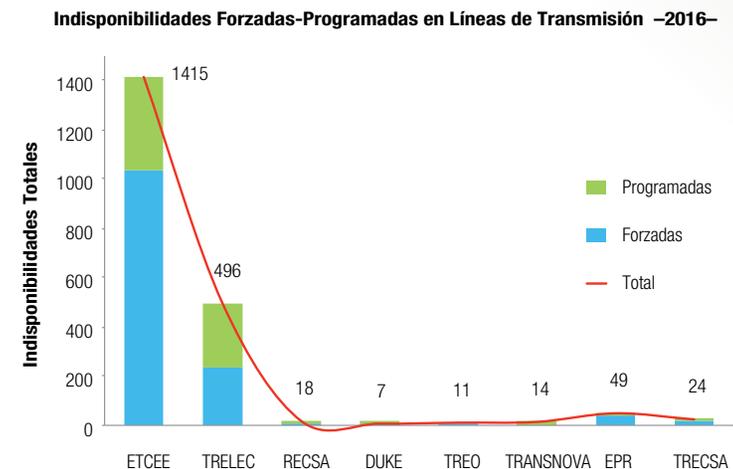
Los datos y gráficas del presente apartado fueron elaborados con base en la información que el AMM y los transportistas remiten mensualmente, los mismos pueden variar según los resultados de las acciones de revisión y auditoría, todos los gráficos siguientes consideran todas las indisponibilidades menores o mayores a 10 minutos de duración, cabe aclararse que únicamente las indisponibilidades mayores a 10 minutos son objeto de sanción como lo establece las NTCSTS.

Gráfica 44. Cantidad de Indisponibilidades de Transformadores



La gráfica anterior muestra la cantidad de indisponibilidades registradas en transformadores en la red de transporte.

Gráfica 45. Cantidad de Indisponibilidades de Líneas de Transmisión



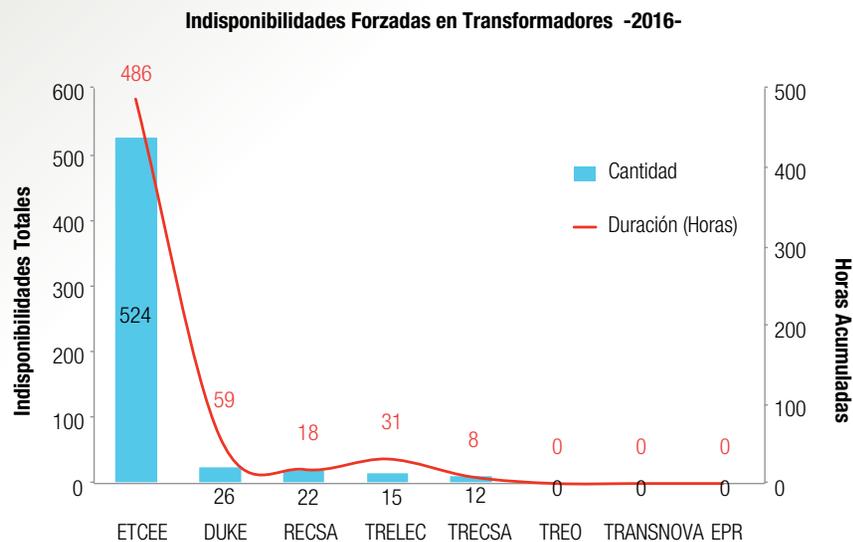
La gráfica anterior muestra la cantidad de indisponibilidades registradas en líneas de transmisión en la red de transporte.



Indisponibilidades Forzadas

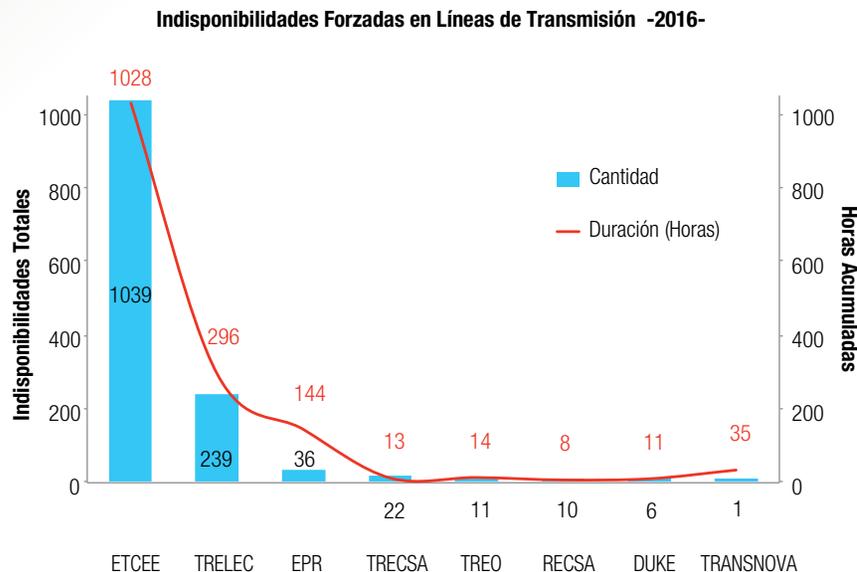
Todo equipamiento asociado al sistema de transporte que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el AMM o en condición de Indisponibilidad Programada, será considerado en condición de Indisponibilidad Forzada. Se efectuó el monitoreo de las Indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión y transformadores durante 2016, se reportó un total de 599 indisponibilidades en transformadores y 1,364 indisponibilidades en líneas de transmisión en el sistema de transporte (no se discriminan las indisponibilidades relacionadas con fuerza mayor); se observa que ETCEE cuenta con el mayor número de indisponibilidades, el origen de una indisponibilidad de transformador o de línea de transmisión puede ser ocasionado por la pérdida de elementos de transporte dada la topología de la red o la incidencia de otros agentes.

Gráfica 46. Indisponibilidades Forzadas en Transformadores, 2016



Dentro de la gráfica las barras indican la cantidad de Indisponibilidades Forzadas de Transformadores reportadas por los transportistas, la línea indica la duración acumulada en horas al año relacionada con las indisponibilidades forzadas de los transformadores.

Gráfica 47. Indisponibilidades Forzadas en Líneas de Transmisión, 2016

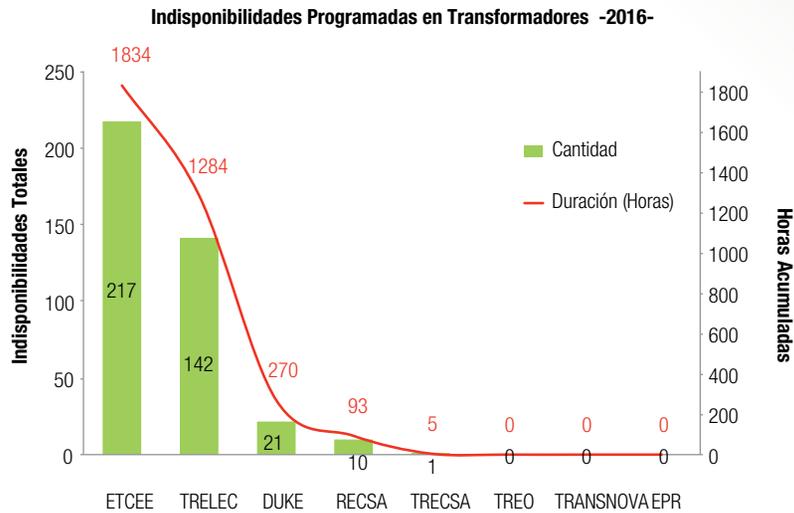


Dentro de la gráfica las barras indican la cantidad de indisponibilidades forzadas de líneas de transmisión reportadas por los transportistas, la línea indica la duración acumulada en horas al año relacionada con las indisponibilidades forzadas de las líneas de transmisión.

Indisponibilidades Programadas

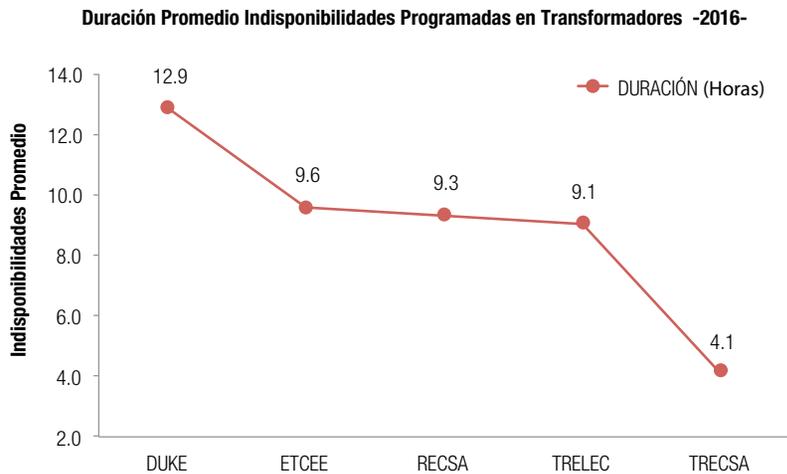
Cuando una línea asociada al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica se encuentra fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados, se considera que se encuentra en condición de indisponibilidad Programada, considerando que para el caso en particular de las indisponibilidades programadas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

Gráfica 48. Indisponibilidades Programadas en Transformadores



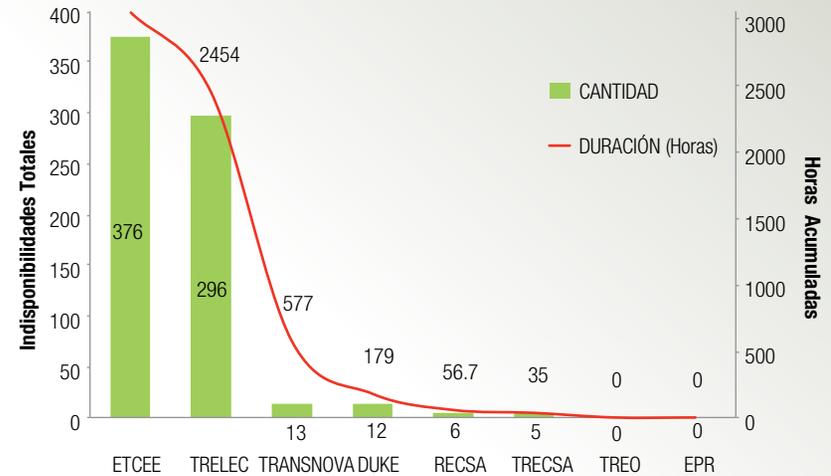
La gráfica anterior muestra en total las 391 indisponibilidades programadas que están relacionadas a los trabajos de mantenimiento a los transformadores realizados por los Transportistas a la red de transporte, la importancia de dichos trabajos se refleja de forma indirecta en la mejora de la calidad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

Gráfica 49. Duración promedio Indisponibilidades Programadas en Transformadores



En promedio cada descarga a los transformadores tuvo una duración de 9 horas por Transportista; en la gráfica anterior se puede observar en orden la eficacia de cada Transportista en los descargos para transformadores.

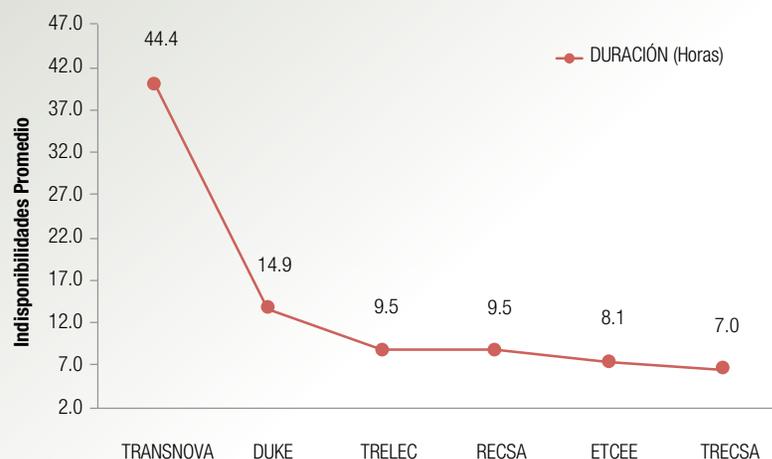
Gráfica 50. Indisponibilidades Programadas en Líneas de Transmisión



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



Gráfica 51. Duración promedio Indisponibilidades Programadas en Líneas de Transmisión, 2016



En promedio cada descargo a líneas de transmisión tuvo una duración de 9.8 horas por Transportista (Se excluyó para el cálculo del promedio a TRANSNOVA ya que presenta una alta desviación respecto a los otros Transportistas). En la gráfica anterior se puede observar en orden la eficacia de cada Transportista en los descargos para líneas de transmisión. Los resultados presentados previamente muestran que los agentes Transportistas han efectuado acciones de mantenimiento en sus instalaciones; la gráfica de barras muestra la cantidad de indisponibilidades programadas de líneas de transmisión, la línea muestra la duración en horas por indisponibilidades programadas (DIP). ETCEE fue el transportista que reportó mayor cantidad de horas acumuladas al año de indisponibilidades.

Es importante señalar que el dato presentado suma todas las horas en que los equipos estuvieron indisponibles, esto no implica que el sistema

de transporte estuvo indisponible la cantidad de horas tabuladas, ya que la indisponibilidad de un transformador pudiese implicar la desconexión de otros elementos en distribución, pero esto no compromete en sí el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales si existe una red anillada en distribución.

Calidad del Servicio de Distribución

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

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

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

Calidad del Producto Técnico

Regulación de Tensión

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

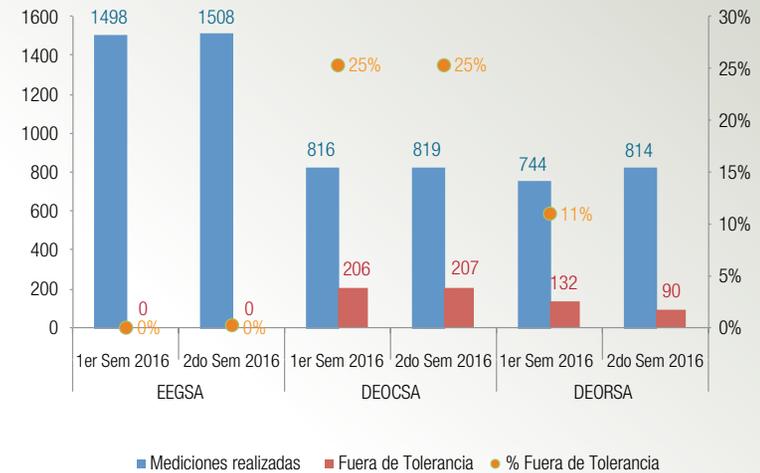
Indicadores Individuales

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

Mediciones realizadas

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

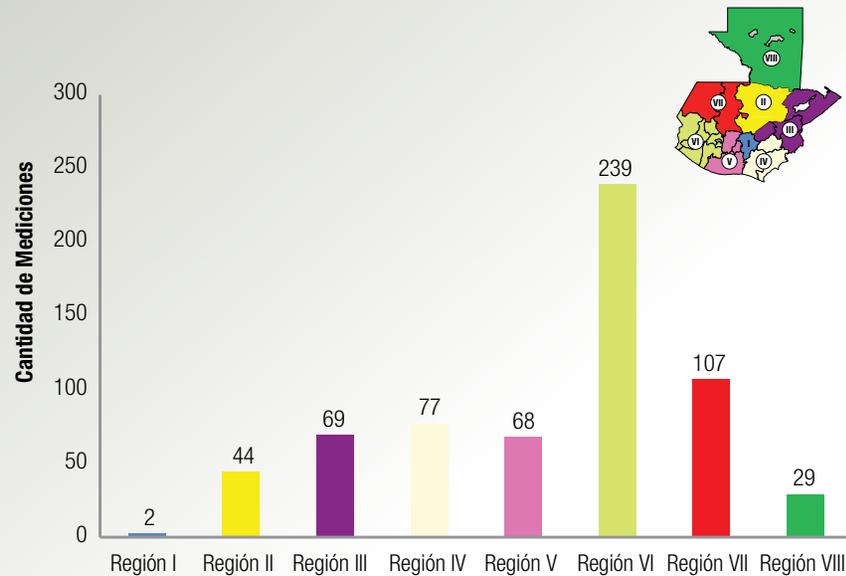
Gráfica 52. Mediciones Regulación de Tensión por Distribuidora, año 2016 (cantidad de mediciones realizadas y fuera de tolerancia, porcentaje fuera de tolerancia)



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



Gráfica 53. Mediciones Fuera de Tolerancia durante el año 2016-Regulación de Tensión



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

Mejora de Calidad de Producto Técnico

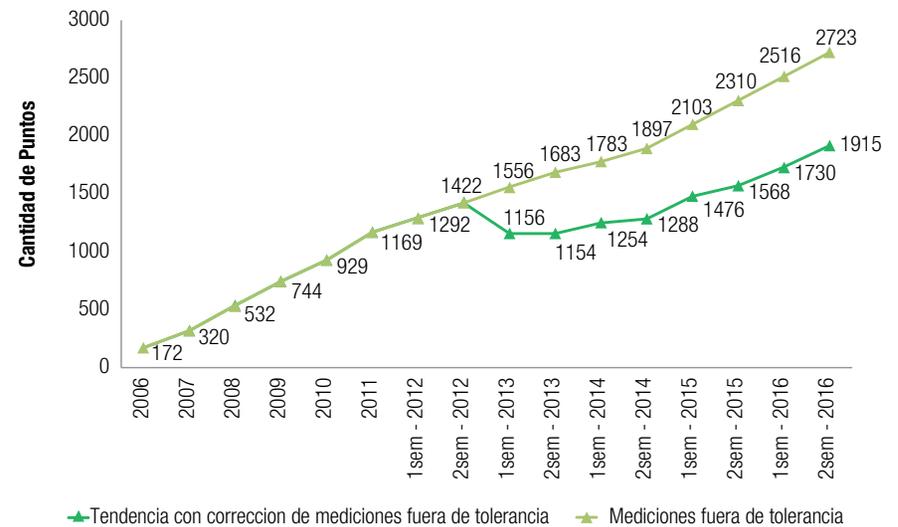
Actualmente las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA están realizando las acciones correspondientes para mejorar la calidad en los puntos que tienen problemas de mala regulación de tensión, el resultado de dicha actividad refleja el cambio en la tendencia de acumulación de puntos con mala calidad. Para el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

Mediciones corregidas durante el 2016

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

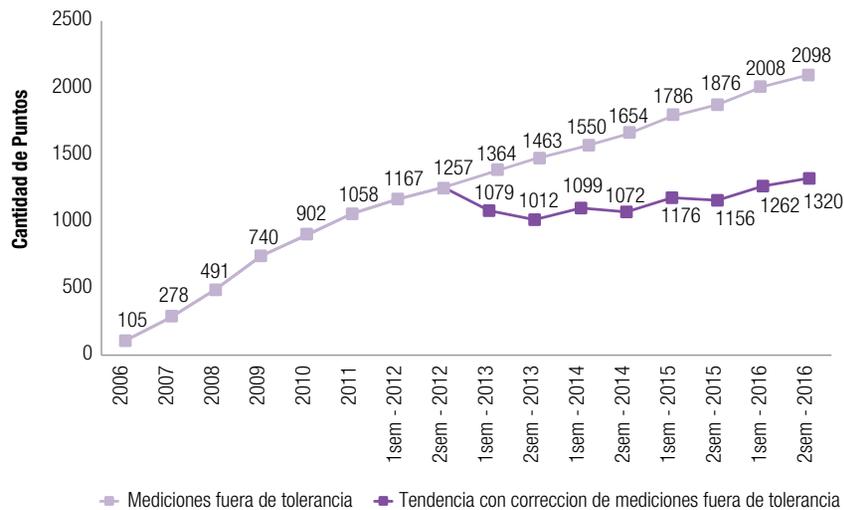
Como se puede observar en la tabla anterior, durante el 2016 se registraron correcciones en puntos que se encontraban con mala Calidad de Regulación de Tensión, las cuales se distribuye de la siguiente forma: 66 correcciones en el área de DEOCSA y 58 correcciones en el área de DEORSA. Cabe mencionar que estos puntos que fueron corregidos pertenecen al total de puntos que se han acumulado desde el 2006 a la fecha.

Gráfica 54. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEOCSA-Regulación de Tensión





Gráfica 55. Tendencia Acumulada de Mediciones Fuera de Tolerancia DEORSA-Regulación de Tensión



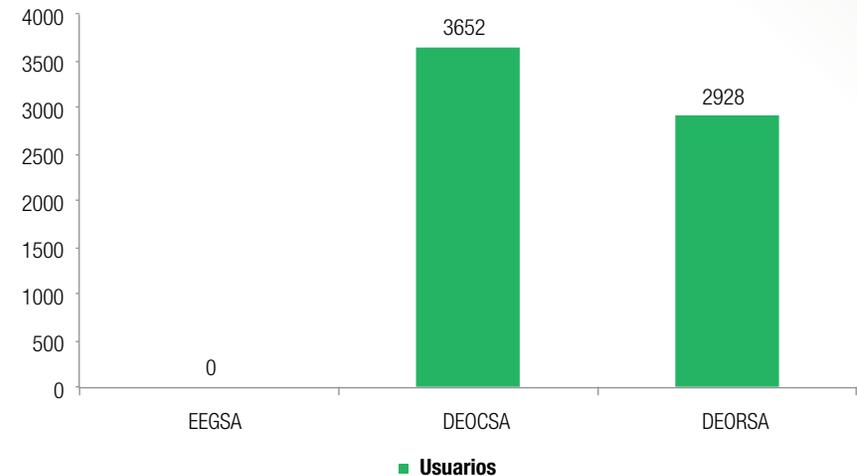
Las gráficas anteriores muestran la tendencia de la acumulación de puntos que transgreden la tolerancia para el indicador de regulación de tensión. Se puede observar que existe un cambio en la tendencia acumulativa de puntos fuera de tolerancia en la cual se toman en cuenta las mediciones corregidas.

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

Usuarios beneficiados

Distribuidora	Usuarios beneficiados
EEGSA	0
DEOCSA	3652
DEORSA	2928
Total	6580

Gráfica 56. Usuarios que resultaron beneficiados con la corrección del punto con mala Regulación de Tensión, 2016



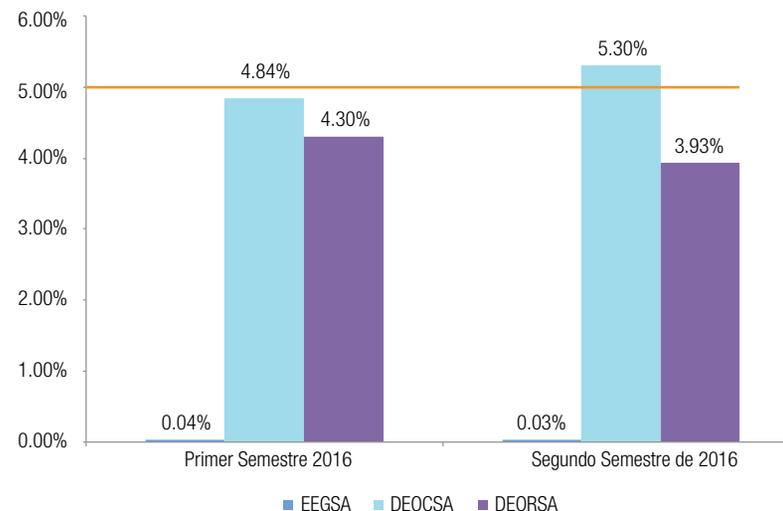


Indicadores Globales

Es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica realizar el cálculo de los indicadores globales de Calidad de Producto Técnico de Distribución, los mismos se realizan utilizando las fórmulas establecidas en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD–. La normativa contempla el cálculo de los indicadores Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión –FEBB–, Frecuencia Equivalente dentro de las Tolerancias Establecidas –FEBPER–, Frecuencia Equivalente Fuera de las Tolerancias Establecidas –FEBNoPER–, Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión “B” Fuera de las Tolerancias Establecidas –FEBPB– y Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Banda de Tensión “B” –FE ECB–, sin embargo únicamente se establece la tolerancia para el FEBNoPER, los demás indicadores son utilizados para cálculos de la indemnización.

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

Gráfica 57. Indicador Global FEBNoPER año 2016:



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

Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas

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

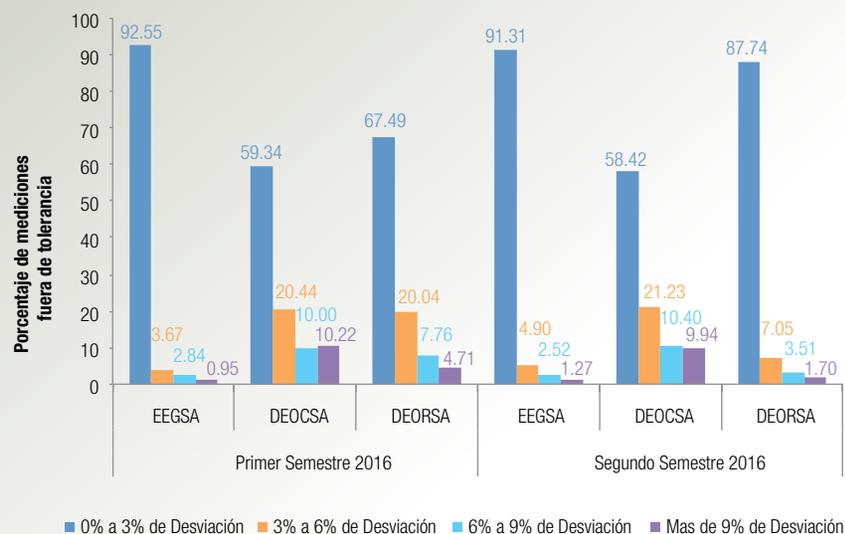
Desviaciones de los Indicadores Globales

Banda de desviación		Primer Semestre 2016			Segundo Semestre 2016		
		EEGSA	DEOCSA	DEORSA	EEGSA	DEOCSA	DEORSA
FEBP_1	0% a 1% de desviación	73.47	25.98	32.00	77.26	25.44	23.26
FEBP_2	1% a 2% de desviación	11.45	20.17	21.86	10.22	19.72	44.80
FEBP_3	2% a 3% de desviación	7.63	13.19	13.63	3.83	13.26	19.68
FEBP_4	3% a 4% de desviación	2.23	9.00	8.62	3.62	9.32	2.86
FEBP_5	4% a 5% de desviación	0.64	6.42	6.51	0.64	6.59	2.35
FEBP_6	5% a 6% de desviación	0.80	5.02	4.91	0.64	5.32	1.84
FEBP_7	6% a 7% de desviación	0.95	4.01	3.48	0.85	4.28	1.51
FEBP_8	7% a 8% de desviación	0.80	3.35	2.38	0.64	3.42	1.37
FEBP_9	8% a 9% de desviación	1.09	2.64	1.90	1.03	2.70	0.63
FEBP_10	9% a 10% de desviación	0.95	2.09	1.35	1.06	2.11	0.39
FEBP_11	mayor a 10% de desviación	0.00	8.13	3.36	0.21	7.83	1.31

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

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

Gráfica 58. Frecuencia Equivalente por Banda de Tensión fuera de las tolerancias establecidas 2016



Calidad del Servicio Técnico

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

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

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

Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos

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

Mediciones que resultaron fuera de tolerancia:

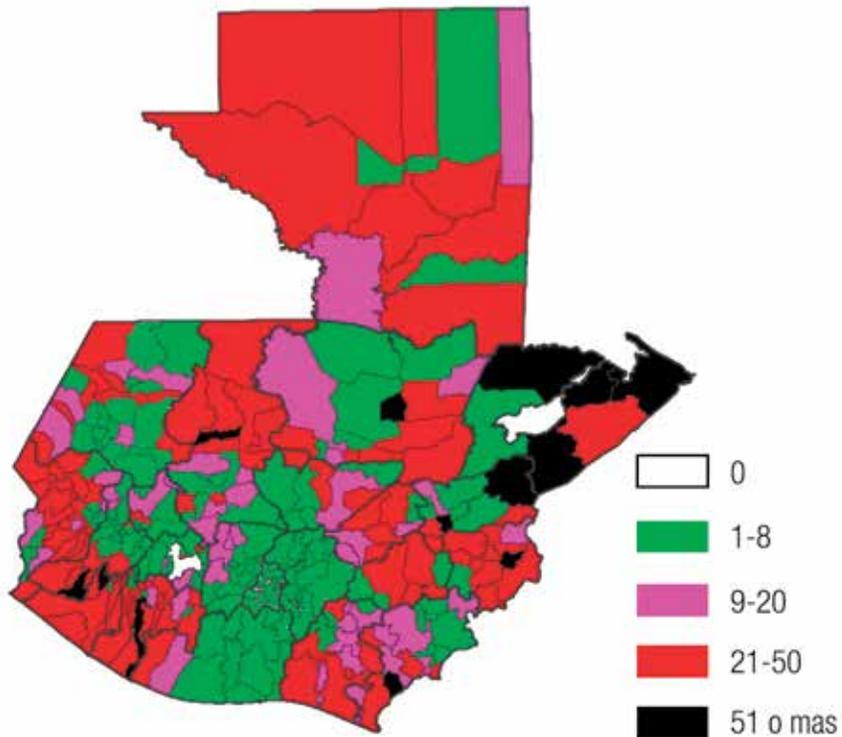
	Primer semestre 2016	Segundo semestre 2016
	Mediciones fuera de tolerancia	Mediciones fuera de tolerancia
EEGSA	0	0
DEOCSA	3	4
DEORSA	3	4



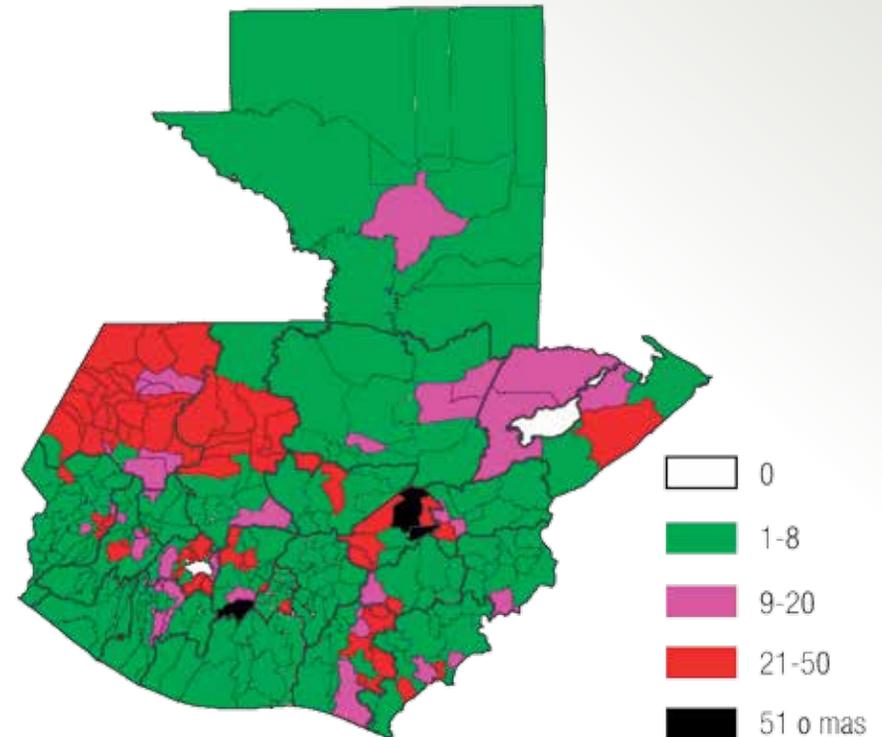
Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

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

Gráfica 59. TIU Rural primer semestre 2016



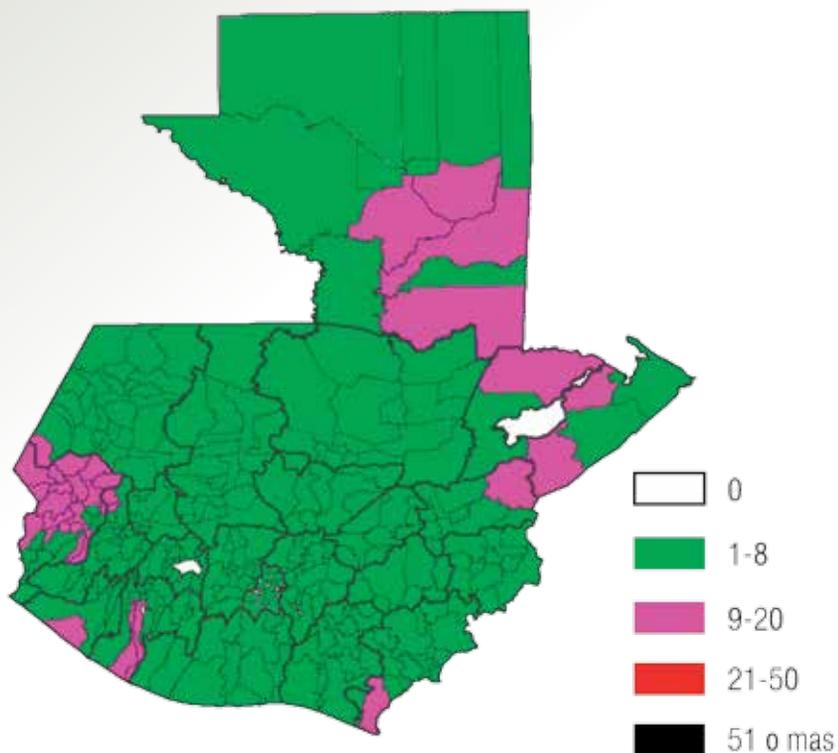
Gráfica 60. TIU Rural segundo semestre 2016



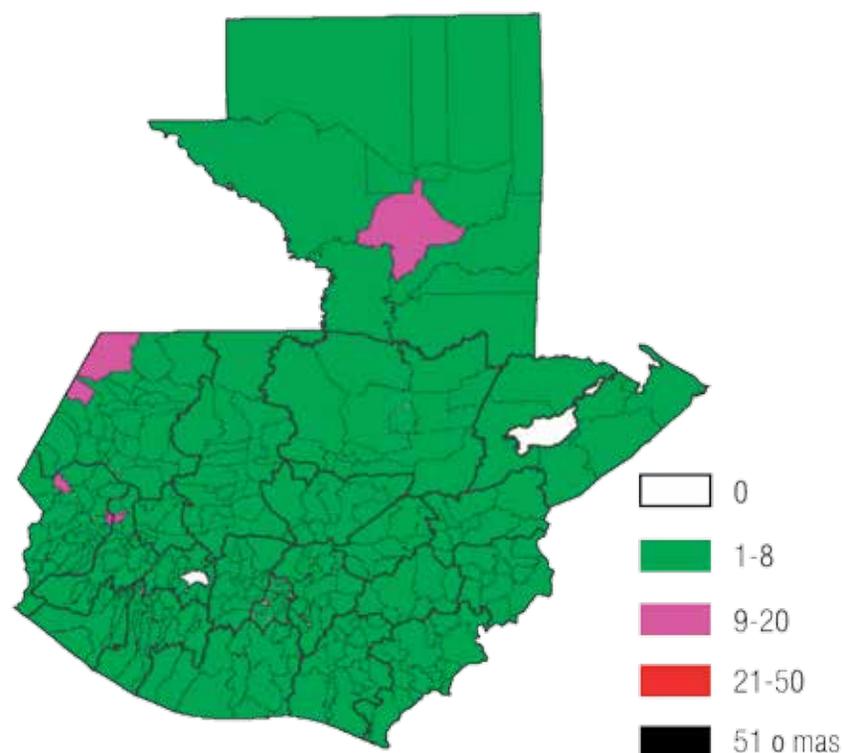
Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

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

Gráfica 61. FIU Rural primer semestre 2016



Gráfica 62. FIU Rural segundo semestre 2016



Indicadores Globales atribuibles al Distribuidor

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

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

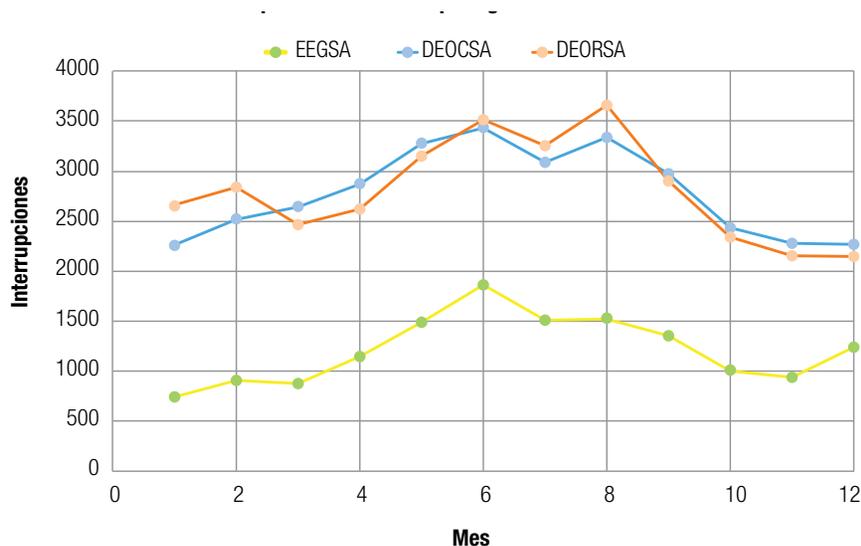
Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)

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

Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)

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

Gráfica 63. Histograma de Interrupciones por agente de Distribución durante el 2016.

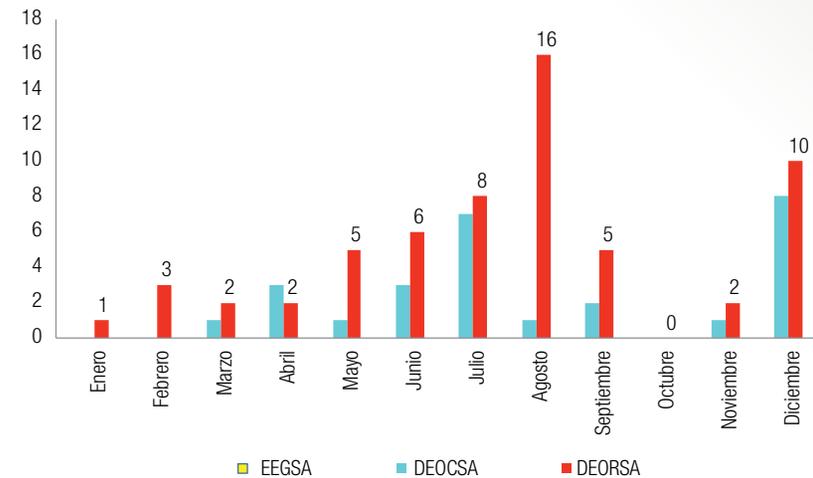


Como se puede observar en la gráfica anterior, DEOCSA y DEORSA presentan una mayor cantidad de interrupciones en relación a EEGSA, adicional a ello se visualiza un incremento de interrupciones durante los meses de abril y septiembre.

Fallas de Larga Duración

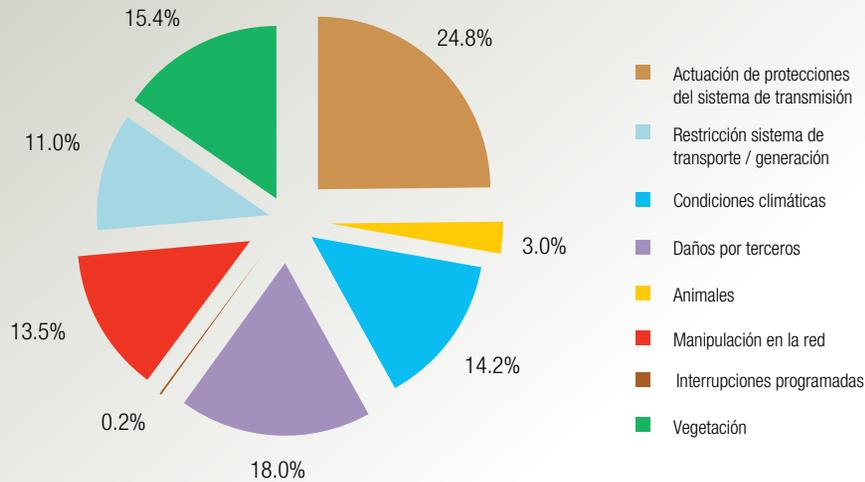
Durante el 2016, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico, obtuvo los registros graficados a continuación; en los cuales se observa un incremento de interrupciones de larga duración en los meses de mayo a agosto en la red de DEORSA, afectando drásticamente a los usuarios regulados y conectados a dicha red. Así mismo, puede observarse la variación de la presencia de fallas de larga duración en la red de DEOCSA, con una desviación de 2.66 interrupciones superiores a 48 horas respecto de la media de los registros obtenidos. En cuanto a DEORSA, se observa la recurrente presencia de interrupciones en la red, con una desviación de 4,55 interrupciones de larga duración respecto de la media de los datos presentados.

Gráfica 64. Fallas Superiores a 48 horas durante el 2016



A continuación se presentan los departamentos más afectados por las fallas de larga duración:

Gráfica 65. Fallas Superiores a 48 horas durante el 2016 por departamento



Estadísticas de Fiscalización

Inspecciones de Campo

Producto y Servicio Técnico

La Comisión efectúa diversas actividades a efecto de verificar el cumplimiento a los indicadores de Calidad de Servicio, tal como se indicó en el apartado anterior, se verifican tanto aspectos comerciales, como el cumplimiento a los parámetros relacionados con la calidad de la onda (Producto Técnico) y la continuidad del servicio o interrupciones (Servicio Técnico). Se efectuaron diversas actividades de campo, para velar por el cumplimiento a los parámetros anteriormente indicados. A continuación se presenta a detalle las actividades efectuadas.

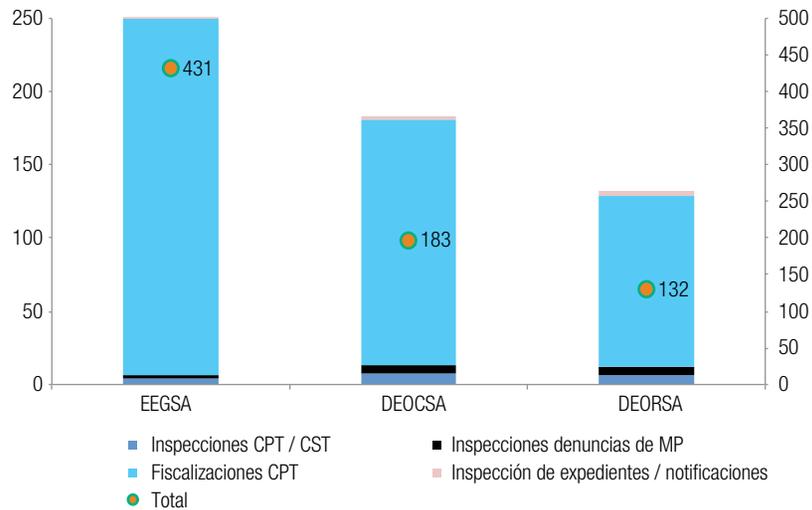
Fiscalización de Calidad del Producto y Servicio Técnico

DISTRIBUIDOR	INSPECCIONES CPT / CST	INSPECCIONES DENUNCIAS DE MP	FISCALIZACIONES CPT	INSPECCION DE EXPEDIENTES / NOTIFICACIONES	Total
EEGSA	4	2	424	1	431
DEOCSA	8	5	168	2	183
DEORSA	6	6	117	3	132
Total	18	13	709	6	746



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

Gráfica 66. Desglose Actividades Producto Técnico y Servicio



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

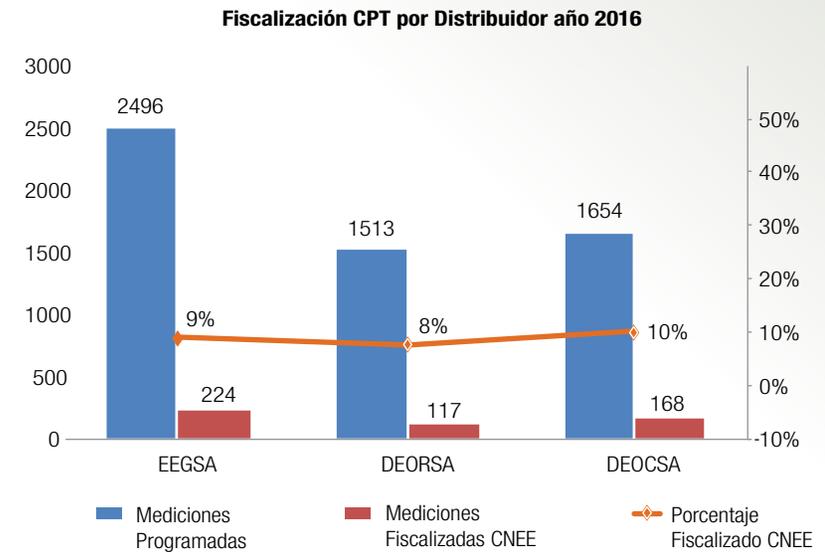
Producto Técnico

Con el objetivo de medir las condiciones de calidad del suministro mensualmente la Comisión realiza el sorteo de los usuarios a los cuales se les debe realizar una medición de Calidad del Producto Técnico, el Distribuidor programa la fecha de instalación y retiro del equipo de verificación de la calidad según los usuarios seleccionados mediante el sorteo. Se fiscaliza dicho proceso, participando en cualquier punto del

proceso ya sea en la instalación o el retiro; cuando se participa en los procesos de retiro se obtiene los archivos originales de descarga de datos de los equipos. Se tuvo presencia en 509 puntos de medición, visitando diferentes municipios de la República de Guatemala, realizando la supervisión de las mediciones que efectúa EEGSA, DEOCSA y DEORSA.

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

Gráfica 67. Desglose de fiscalización por empresa



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

Estado actual del cumplimiento de las empresas eléctricas municipales

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

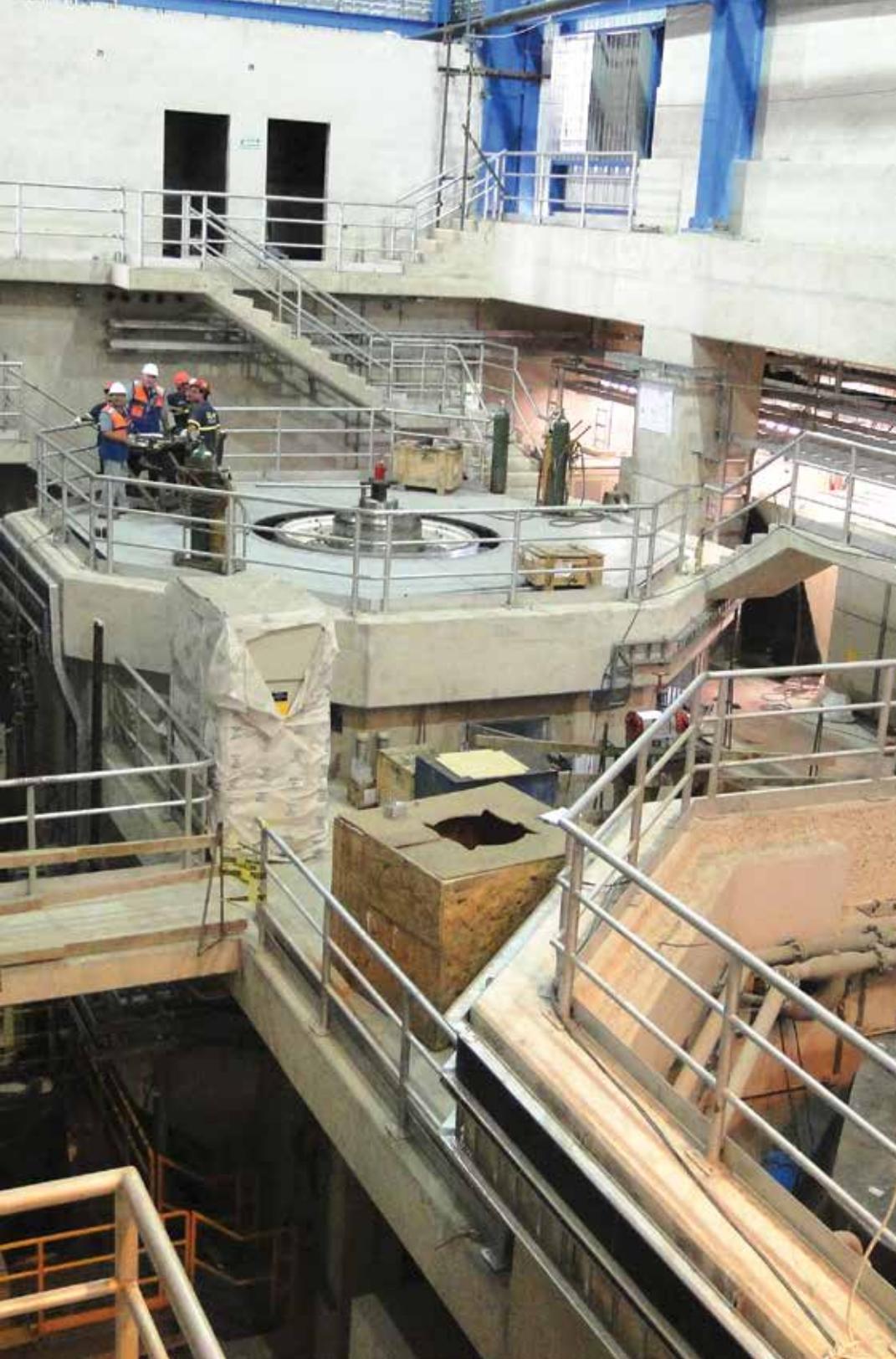
- Asesoría para el levantamiento del sistema de distribución por parte de las EEM's.
- Apoyo en la implementación del sistema de Gestión de calidad, para la evaluación de los servicios técnico y comercial y calidad del producto suministrado.
- Ciclo comercial, en los aspectos de facturación y aplicación adecuada de los pliegos autorizados.
- Aspectos técnicos, como la reducción de pérdidas y Alumbrado Público.





Asuntos jurídicos



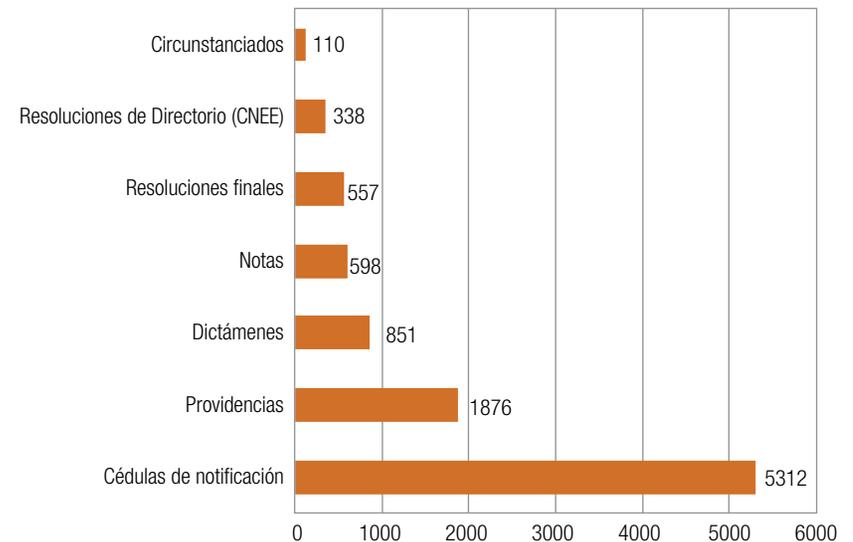


Gestión de Expedientes Administrativos

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se ha enfocado en tramitar cada expediente orientado a mantener su calidad, llevando en orden las actuaciones que están íntimamente ligadas al asunto objeto del expediente, no solo exigiendo el cumplimiento de los requisitos legales, sino de todos aquellos que sean técnicamente necesarios para garantizar los derechos fundamentales de cada una de las partes, a través de una adecuada y fundamentada resolución en cada caso concreto.

Durante este período se han elaborado los documentos que se describen a continuación:

Gráfica 68. Documentos trabajados por Gerencia Jurídica período marzo 2016 - febrero 2017

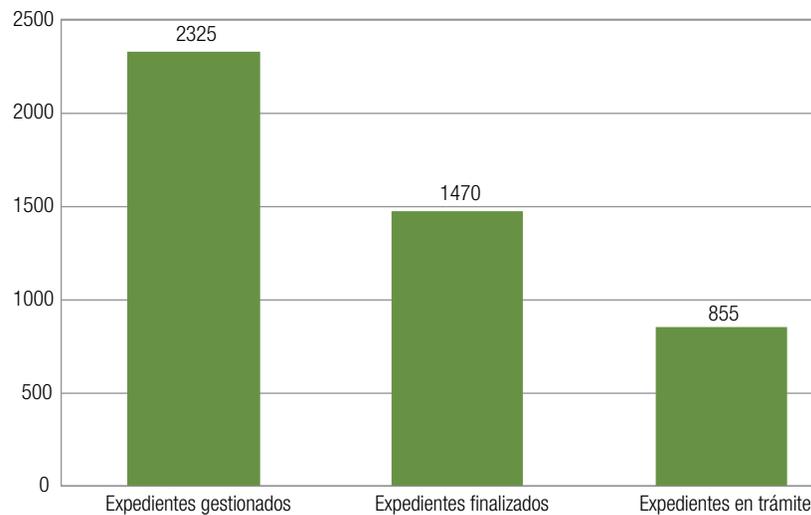




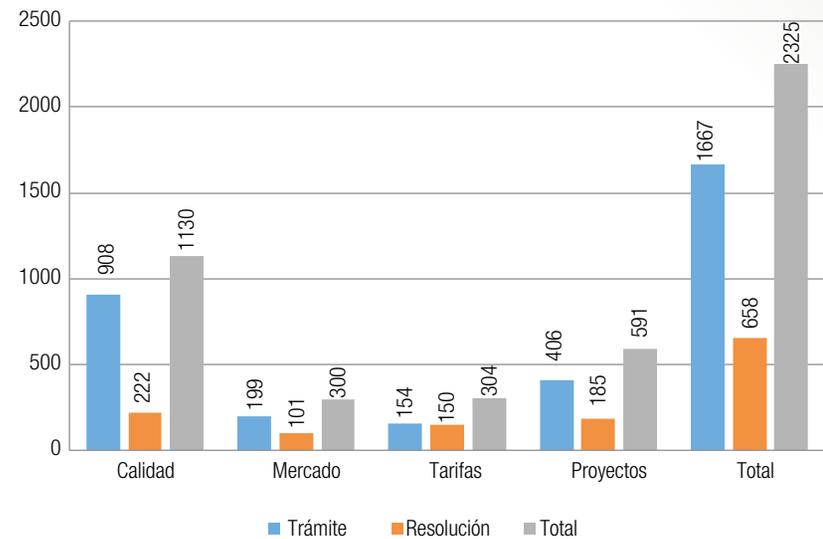
Se gestionaron **2,325** expedientes, relacionados con diversos temas competentes a cada una de las respectivas Gerencias de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, los cuales fueron promovidos por denuncias o solicitudes varias presentadas por personas o entidades interesadas, o bien, derivados de procedimientos de

investigaciones de oficio o de procedimientos sancionatorios, de los cuales ya fueron resueltos por la Comisión en dicho período **1,470**, estando en trámite **855** expedientes a febrero de 2017, tal como se muestra a continuación:

Gráfica 69. Gestión expedientes período marzo 2016 - febrero 2017

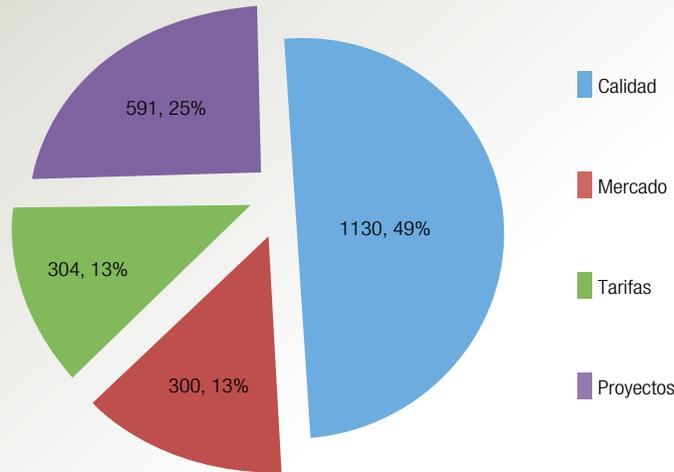


Gráfica 70. Expedientes gestionados en el período marzo 2016 - febrero 2017 por Gerencia



Cantidad de expedientes trabajados por Gerencia

Gráfica 71. Cantidad de expedientes trabajados por Gerencia



De conformidad con el artículo 149 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el artículo 7 de la Ley de lo Contencioso Administrativo, contra las resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cabe el Recurso de Revocatoria, cuyo trámite se regula en la Ley de lo Contencioso Administrativo.

La Comisión, al recibir un Recurso de Revocatoria contra cualquiera de las resoluciones emitidas, elabora un Informe Circunstanciado del expediente en cuestión y junto con los antecedentes originales lo remite al Ministerio de Energía y Minas, entidad que resuelve en definitiva dichos recursos.

En el período comprendido de marzo 2016 a febrero 2017, la Comisión recibió **110 Recursos de Revocatoria**, de los cuales fueron emitidos la misma cantidad de Informes Circunstanciados y remitidos posteriormente al Ministerio de Energía y Minas para el trámite correspondiente.

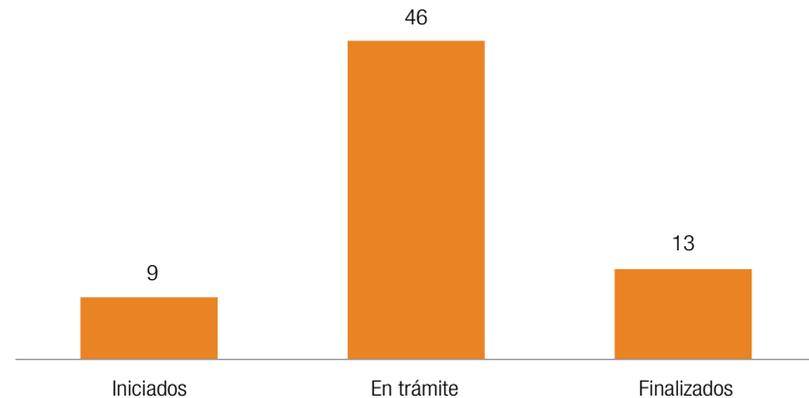
Gestión de Expedientes Judiciales

La Ley General de Electricidad, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica cumplir y hacer que terceros cumplan la referida Ley y sus reglamentos, por lo que para lograr el efectivo cumplimiento al contenido de las resoluciones emitidas, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, ha gestionado y diligenciado todas las acciones judiciales y constitucionales ya sea en forma directa, como parte actora o cuando es llamada como tercero con interés o simplemente actuado como órgano técnico, cuando es requerido por los distintos órganos jurisdiccionales; tal como se describe a continuación:

Amparos

Las resoluciones que emite la Comisión están debidamente fundamentadas y motivadas, garantizando el derecho de defensa y debido proceso que deben regir en la administración pública y en total concordancia con los derechos y garantías constitucionales. Sin embargo, la parte procesal que considere que con la decisión administrativa realizada, se amenazan o violentan sus derechos, puede requerir que los mismos sean restaurados o protegidos, recurriendo a la jurisdiccional constitucional para que a través de la acción de amparo se examinen las actuaciones por un Tribunal competente. Actualmente la información de este tipo de acciones es la que se muestra a continuación:

Gráfica 72. Amparos marzo 2016 a febrero 2017

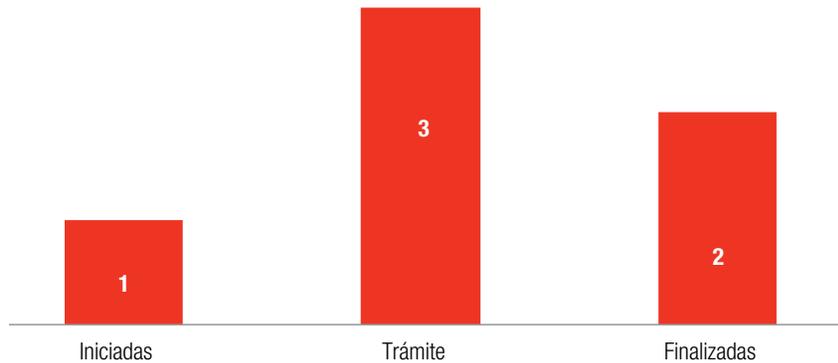


Inconstitucionalidades

La Comisión Nacional de Energía dentro de sus funciones, cuenta con la de emitir las normas técnicas relativas al subsector y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas, así como emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley y su Reglamento, por lo que cualquier persona que estime que alguna de las normas emitidas es inconstitucional o que la disposición que se pretende aplicar o hacer cumplir en un caso específico, riñe con la Constitución Política de la República de Guatemala, puede interponer la acción de inconstitucionalidad.

Derivado de lo anterior, en la Comisión se diligencian las siguientes inconstitucionalidades.

Gráfica 73. Económicos coactivos marzo 2016 a febrero 2017



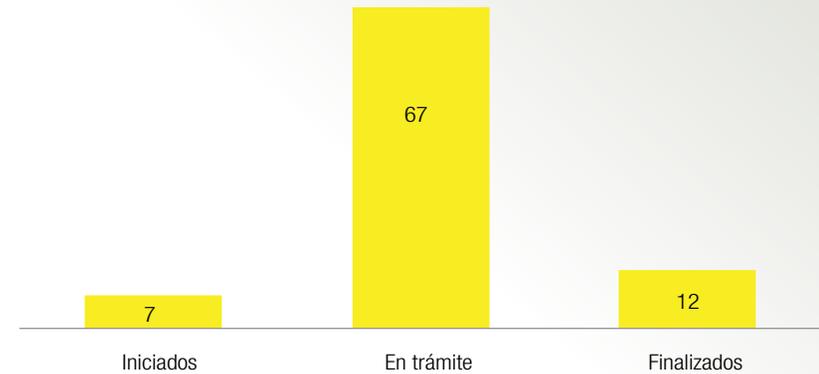
Procesos Económicos Coactivos

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene dentro de sus funciones cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores. Esta sanción se traduce en una multa, su determinación está establecida por la Ley General de Electricidad, la cual también regula que las resoluciones servirán de título ejecutivo. Una vez culminado el proceso administrativo

y verificado que la resolución emitida se encuentra firme, es decir ya no tiene impugnación pendiente, la Comisión actúa en su calidad de parte ejecutante a requerir el pago de la multa impuesta al infractor, y si la repuesta es desfavorable, se procede a plantear demanda en la vía del juicio económico-coactivo ante juez de primera instancia competente, quien resolverá en definitiva.

Para el efecto, a la fecha se han gestionado los siguientes procesos económicos coactivos:

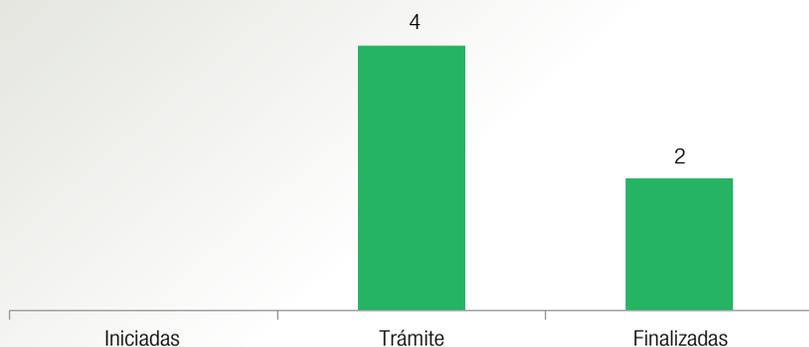
Gráfica 74. Contenciosos marzo 2016 a febrero 2017



Contenciosos administrativos

Una vez culminado el procedimiento administrativo, con lo resuelto por la autoridad superior, el Ministerio de Energía y Minas, la parte que se considere afectada tiene derecho a acudir al Tribunal de lo Contencioso Administrativo, el cual es el órgano jurisdiccional encargado de controlar la correcta actuación de la administración pública. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, al actuar como parte procesal ha diligenciado los siguientes procesos administrativos:

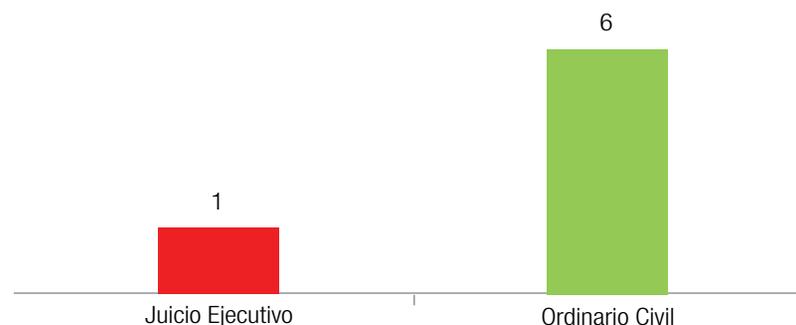
Gráfica 75. Contenciosos marzo 2016 a febrero 2017



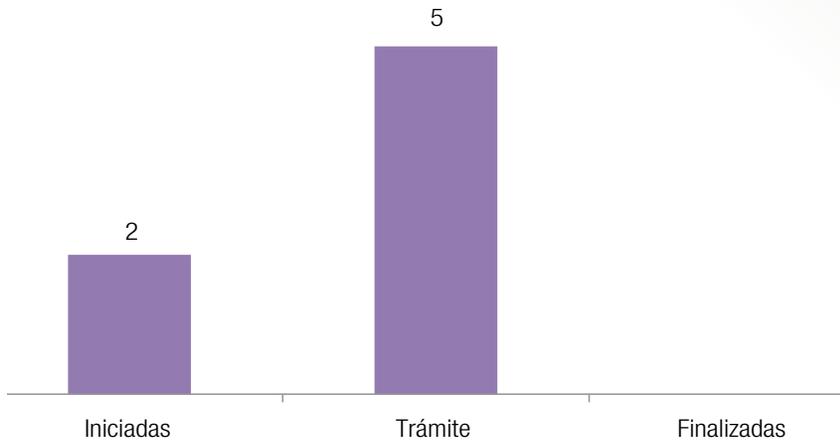
Otros procesos

Asimismo, en la Gerencia Jurídica se tramitan procesos que son de interés institucional o en los que se nos ha dado intervención en calidad de terceros interesados a solicitud de alguna de las partes que ejercen la acción. De esta manera se diligencian procesos ordinarios, juicios ejecutivos, laborales y arbitrajes.

Gráfica 76. Otros aspectos en trámite marzo 2016 a febrero 2017



Gráfica 77. Laborales marzo 2016 a febrero 2017



Apoyo a la Fiscalía Especial para Atender Casos sobre Delitos cometidos por Hurto de Energía Eléctrica

Derivado del incremento de acciones respecto al tema de conflictividad social por la comisión de delitos relacionado directamente con el tema energía eléctrica, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, desde el 2014, a solicitud del Ministerio Público, a través de la Fiscalía Especial para Atender Casos sobre Delitos cometidos por Hurto de Energía Eléctrica, ha brindado el apoyo requerido, y para el período comprendido de marzo 2016 a febrero 2017 ha atendido **636** requerimientos de información que dicha Fiscalía ha solicitado, tales como informes y dictámenes técnicos, inspecciones y práctica de peritajes.





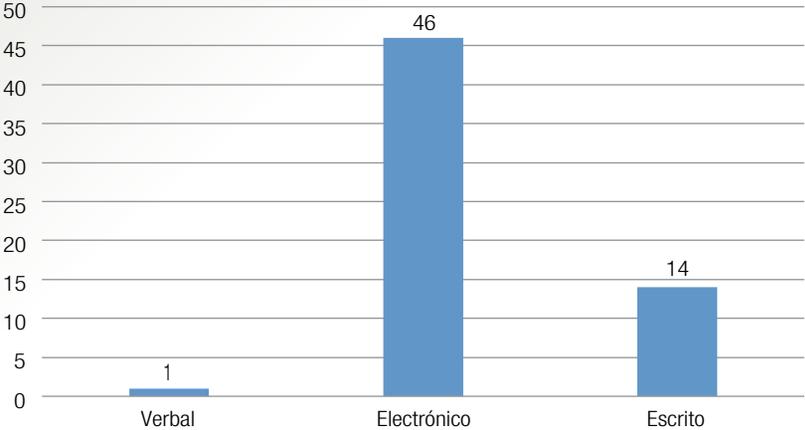
Asuntos Administrativos



Transparencia y atención de solicitudes efectuadas de conformidad con la Ley de Acceso a la Información Pública

Durante el 2016, la Unidad de Información Pública de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica atendió sesenta y un (61) solicitudes de información pública, las cuales fueron presentadas 46 a través de la carpeta de UIP en el sitio WEB de la CNEE (www.cnee.gov.gt), 14 en forma escrita y 1 de forma verbal. A todas se les dio el trámite correspondiente y fueron respondidas dentro del plazo que establece la Ley de Acceso a la Información Pública.

Gráfica 78. Solicitudes UIP atendidas durante 2016, en cantidad y medio de presentación

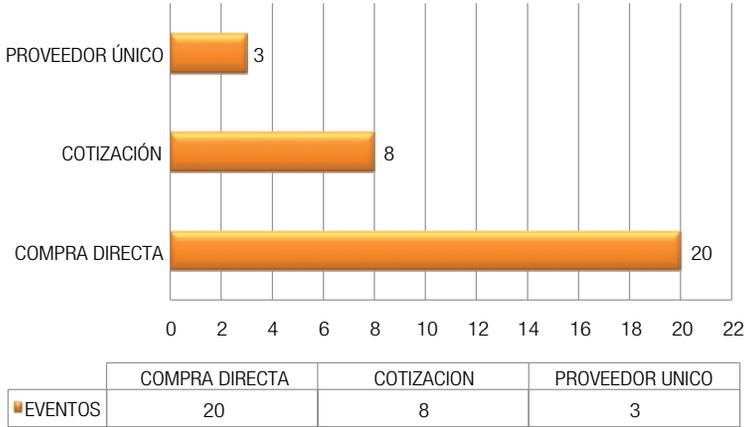


MEDIO	CANTIDAD	%
Verbal	1	2%
Electrónico	46	75%
Escrito	14	23%
Total	61	100%

Procesos de cotización, proveedor único y precalificación de firmas

Durante el 2016, se llevaron a cabo varios procesos de adquisición de bienes y servicios, los cuales fueron publicados en el sistema Guatecompras, habiéndose cumplido con la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento. Se gestionaron 8 eventos de cotización, 3 de proveedor único y 20 en la modalidad de compra directa.

Gráfica 79. Eventos Guatemala 2016



Distribución de eventos gestionados en 2016, con relación a procesos de cotización, proveedor único y compra directa, publicados en Guatecompras.

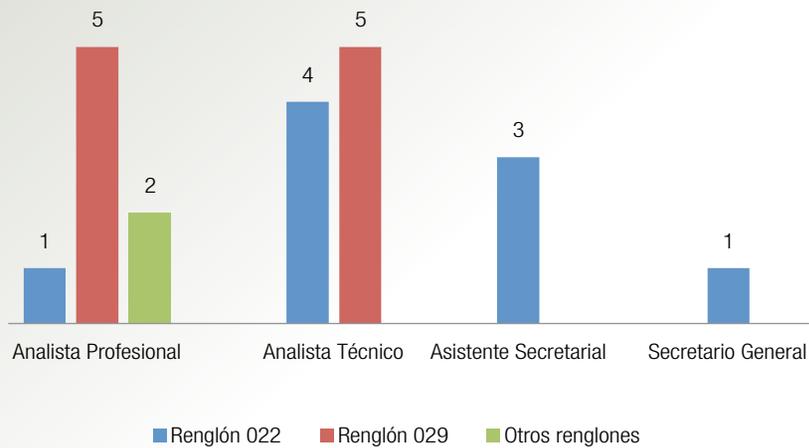
Cabe resaltar, que al igual que otros años la CNEE no recibió una sola impugnación por la realización de los procesos anteriores.



Procesos de selección y contratación de personal

Durante el 2016, se gestionaron 21 actividades relacionadas con nuevas contrataciones, o promociones internas, lo cual contribuyó a mejorar la eficiencia de la entidad.

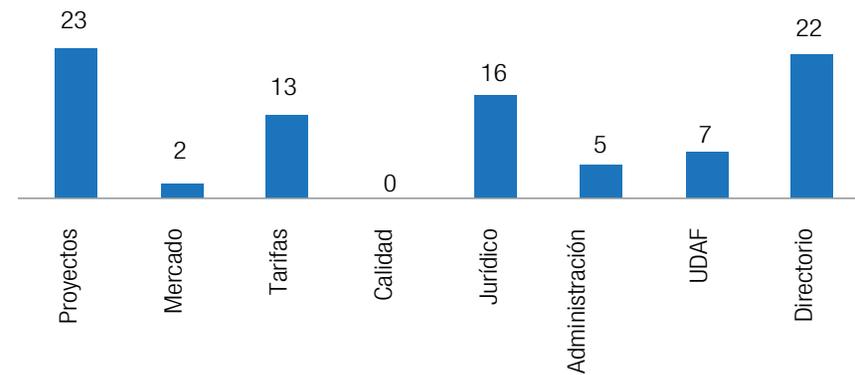
Gráfica 80. Procesos de selección y reclutamiento de personal realizado durante el 2016



Capacitación del personal

Con el propósito del fortalecimiento de las capacidades de su personal, la CNEE considera fundamental la inversión en capacitación técnica relacionada con sus funciones, razón por la cual como puede verse en la gráfica siguiente se apoyó la participación del personal de todas las gerencias en diversas actividades de capacitación.

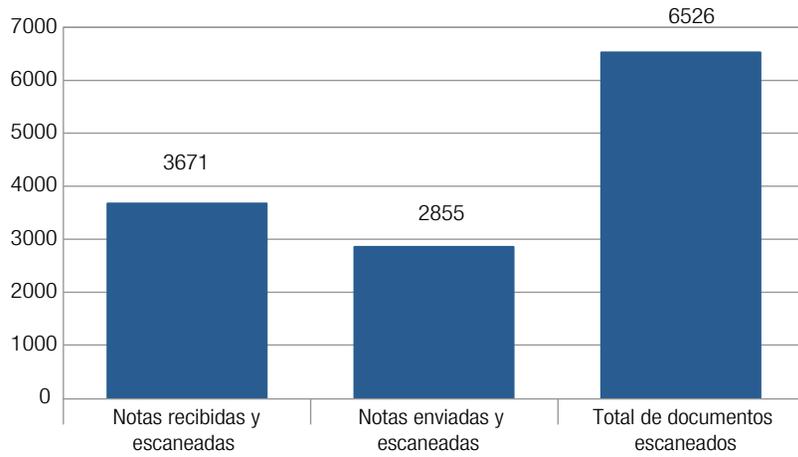
Gráfica 81. Participación del personal en actividades de capacitación



Registro y Escaneo de documentación

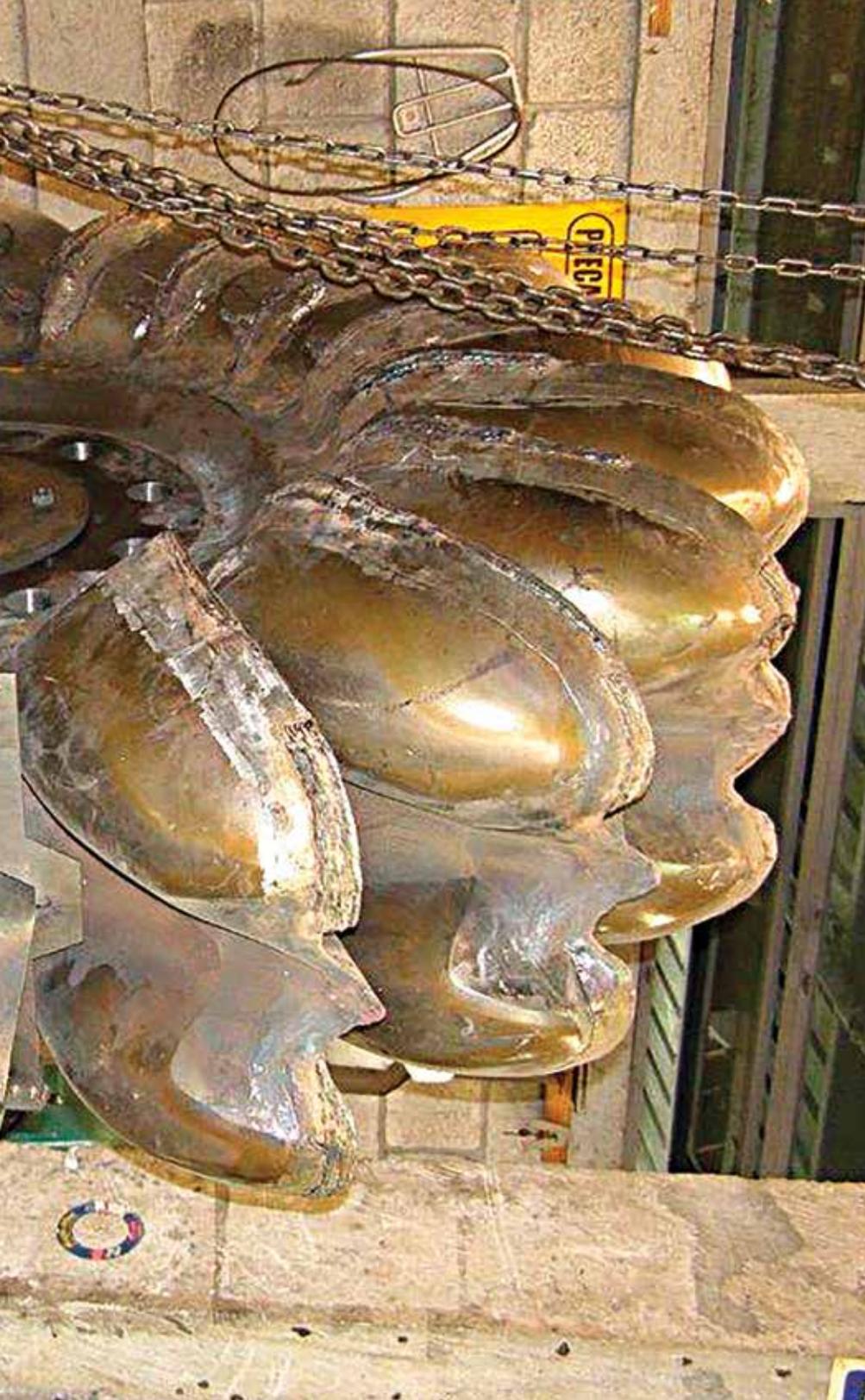
En la gráfica siguiente, se muestra lo relacionado con la documentación recibida, enviada y escaneada durante el 2016, a cargo de la Unidad de Documentación y Archivo de la Gerencia Administrativa. Adicionalmente, toda la documentación se encuentra en forma digital en el Sistema de Documentación de la CNEE, y protegida por Back Ups diario.

Gráfica 82. Información de documentación recibida y enviada durante 2016



Fuente: Gestión de recepción, escaneo e ingreso al sistema de documentación y archivo.



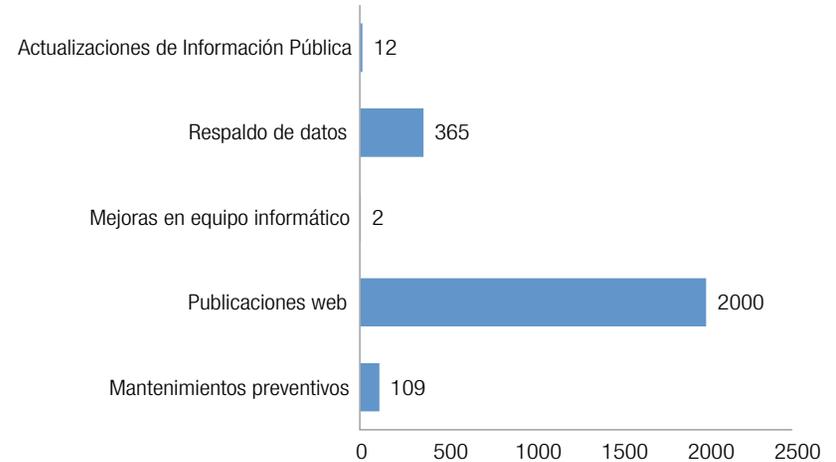


Mejoramiento del Sistema Informático

Durante el 2016, el Departamento de Informática brindó diversos servicios de mantenimiento preventivo y correctivo, así como de actualización de servidores y de equipo, con lo cual se garantizó la continuidad del servicio del sistema informático como herramienta fundamental en las labores de la entidad.

En el siguiente cuadro se presentan las actividades más relevantes de mejoramiento del sistema informático de la Comisión, como pilar fundamental en el manejo de información y programas.

Gráfica 83. Actividades de apoyo informativo



Fuente: Actividades de apoyo informático.



Participaciones relevantes



ENTREGA DE RECONOCIMIENTO: El Licenciado Jorge Aráuz, Presidente de la CNEE, hace entrega de un merecido reconocimiento al Ingeniero Sebastián Bernstein, por su valioso aporte al contenido de la Ley General de Electricidad, que en sus 20 años de vigencia ha sido un pilar fundamental en el desarrollo eléctrico de Guatemala.



ACTO DE BIENVENIDA A LICENCIADA IVANOVA ANCHETA: En el mes de abril de 2016, el Licenciado Jorge Aráuz, Presidente, le brindó una cordial bienvenida a la Licenciada Ivanova Ancheta, como Directora de la Comisión.



CUMBRE DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE: La Licenciada Silvia Alvarado, Directora de la CNEE, participó como panelista en la Cumbre de Energía de Centroamérica y el Caribe, que se llevó a cabo en la ciudad de Panamá el 30 de noviembre de 2016.



ANIVERSARIO 20 DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD: El 23 de noviembre de 2016, se realizó el evento conmemorativo de los 20 años de vigencia de la Ley General de Electricidad, en el cual participaron la Licenciada Silvia Alvarado, Licenciada Ivanova Ancheta y Licenciado Jorge Aráuz, Directoras y Presidente de la CNEE.



La Directora, Licenciada Ivanova Ancheta se dirige a los asistentes en el acto de entrega de reconocimiento al Ingeniero Sebastián Bernstein con motivo del 20 aniversario de la Ley General de Electricidad.



VI FORO ANUAL DE ADIE: La Licenciada Silvia Alvarado, Directora de la CNEE, participó como ponente en el VI Foro Anual titulado “Sector Eléctrico Dominicano: Lecciones aprendidas y visión de futuro”, que se celebró en la República Dominicana el 25 de noviembre de 2016.



ENCUENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO Y COLOMBIANO: Participación de los Directores de la CNEE en visita técnica a una de las plantas generadoras del grupo Empresas Públicas de Medellín –EPM–, como parte del encuentro con el sector eléctrico guatemalteco y colombiano, con el Operador del Mercado Colombiano XM y la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica de Colombia realizado el 11 de octubre de 2016.



ENCUENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO GUATEMALTECO Y COLOMBIANO: La Directora Licenciada Ivanova Ancheta, fue una de las destacadas participantes en el Encuentro del Sector Eléctrico Guatemalteco y Colombiano realizado en Medellín, Colombia, en octubre de 2016, en el cual además de visitas a plantas generadoras, hubo un valioso intercambio de experiencias en temas regulatorios de interés.



XXV LA JOLLA ENERGY CONFERENCE: Participación como ponente de la Licenciada Silvia Alvarado, Directora CNEE, en el evento celebrado en la Jolla, California, el 25 y 26 de mayo de 2016.



“INFORME DE LOS RESULTADOS DEL ESTUDIO DE PENETRACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN GUATEMALA”: Con la participación de los Directores de la CNEE, Licenciada Ivanova Ancheta, Licenciado Jorge Aráuz y Licenciada Silvia Alvarado, miembros de la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista y consultores de la firma TETRATECH, el 4 de mayo de 2016, se presentaron los resultados del “Estudio de Penetración de Generación Renovable no Convencional en Guatemala”. Dicho estudio se elaboró con el apoyo de USAID.



CURSO, ASOCIACIÓN DE ENTIDADES REGULADORAS DE ENERGÍA DE IBEROAMÉRICA (ARIAE): El Licenciado Jorge Aráuz, presidente de la CNEE, como representante del país anfitrión, integró la mesa principal en la inauguración del curso sobre el tema “Descarbonización del Mercado Eléctrico”, realizado la última semana de octubre de 2016, en las instalaciones de AECID en la Ciudad de Antigua Guatemala.



CURSO ASOCIACIÓN DE ENTIDADES REGULADORAS DE ENERGÍA DE IBEROAMÉRICA (ARIAE): En la inauguración del curso, también participaron las Directoras de la CNEE, Licenciadas Ivanova Ancheta y Silvia Alvarado.



IV FORO DE ENERGÍA Y II FORO CA DE ENERGÍAS RENOVABLES: Participación de la Licenciada Silvia Alvarado, Directora de la CNEE, en el evento Energyyear 2016, realizado en la Ciudad de Panamá el 13 de octubre de 2016.



GEOLAC2017: Destacada participación de la Directora, Licenciada Silvia Alvarado en GEOLAC2017, celebrado bajo el patrocinio de la organización New Energy Events, en Ciudad de México el 24 de abril del presente año sobre las condiciones requeridas para impulsar en Guatemala el desarrollo de nuevos proyectos geotérmicos y la posibilidad de realizar una licitación específica al respecto.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica

4 Avenida 15-70 Zona 10
Edificio Paladium, Nivel 12
Ciudad de Guatemala, Guatemala
Teléfono (502) 2290-8000 - (502) 2290-8002

www.cnee.gob.gt
cnee@cnee.gob.gt