

La Calidad del Servicio Técnico de Electricidad

M. Neira †

R. Quintanilla ‡

† Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC

Resumen-- El propósito es mostrar la situación actual de la calidad de servicio técnico de los sistemas de distribución eléctrica en el Ecuador, con base en los indicadores FMik y TTIk; y, proponer acciones concretas para disminuir el número y tiempo de las interrupciones de servicio que afectan a los usuarios finales, con base en la estadística del CONELEC, visitas a las distribuidoras con indicadores más críticos, investigación de los procesos que emplean las distribuidoras para registrar las interrupciones de servicio, análisis de la información sobre la red y las demandas. Se propone reformas a la Regulación 004-01 y priorizar rubros de inversión y actividades operativas, para lograr mejores índices de la calidad del servicio técnico.

Conclusiones-- Los indicadores no reflejan la realidad actual; se requiere adecuar la Regulación emitida para el efecto conforme a la situación actual; las empresas deben diseñar y ejecutar programas específicos para mejorar la calidad del servicio.

Palabras clave-- Calidad, Servicio, Interrupciones, Regulación, Distribución, Electricidad.

1. INTRODUCCIÓN

El Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, puso en vigencia en el año 2001 la Regulación No. CONELEC 004/01, "CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION", con base en el Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, el cual a su vez tiene como fundamento la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Dicho Reglamento, publicado en el año 1999 y reformado en el 2005, estableció tres etapas para cumplir la normativa: a) Actualización (12 meses); b) Prueba y Control (12 meses); y, c) Final. La Regulación dividió la etapa final en dos subetapas: 1 (24 meses) y 2 (Indefinida).

La Regulación determina indicadores para evaluar la calidad del servicio técnico, del servicio comercial y del producto, pero el presente artículo se limita al análisis de la calidad del servicio técnico, cuyos indicadores

son: FMik (Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado) y TTIk (Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado), en ambos casos, a nivel de transformadores de distribución y para interrupciones mayores a tres minutos.

Los límites aceptables para los indicadores FMik y TTIk son:

- Para la red global de distribución en conjunto: 4 interrupciones/año y 8 horas/año, respectivamente.
- Para cada alimentador o circuito primario (CP), los máximos admisibles se indican a continuación:
 - CP urbano: 5 Interrupciones/año y un total de 10 h/año.
 - CP rural: 6 Interrupciones/año y un total de 18 h/año.

Lamentablemente, a pesar de que han pasado diez años desde la aprobación de la citada Regulación, que tiene como fin garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, la mayoría de los sistemas de distribución no logran tener estadísticas reales ni cumplir los indicadores de calidad; es más, en muchos casos ni siquiera se han cumplido todos los requisitos contemplados en las etapas a) y b) y en la subetapa 1 de la etapa c) o final.

Por esa razón, el Ministro de Electricidad y Energía Renovable, Dr. Esteban Albornoz, quien realizó su tesis de doctorado en Ingeniería Eléctrica, en temas relacionados con la calidad del servicio eléctrico, decidió en marzo de 2011 iniciar un programa para sincerar los indicadores sobre calidad del servicio técnico y mejorar los mismos.

2. ESTADÍSTICAS SOBRE FMik y TTIk

La Dirección de Supervisión y Control del CONELEC ha recopilado durante varios años las estadísticas que reportan las empresas eléctricas distribuidoras, sobre los indicadores FMik y TTIk, tanto para la red en su conjunto cuanto para los distintos circuitos primarios.

Desde abril de 2011, por pedido del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, el CONELEC reporta cada mes los referidos indicadores; y, dicha Cartera de Estado realiza una serie de gestiones para difundir la realidad, concientizar sobre la importancia del tema e impulsar acciones para mejorar la calidad del servicio.

Tabla 1: FMik de red, 2009–2011 (sin CNEL)

DISTRIBUIDORA	FMik_2009	FMik_2010	FMik_2011 PROYECT.	Tendencia
E.E. Ambato	11.8	8.2	8.6	
E.E. Azogues	8.8	7.6	6.4	
E.E. Centro Sur	9.4	6.2	8.0	
E.E. Cotopaxi	1.3	3.4	4.1	
E.E. Galápagos	71.6	10.2	12.4	
E.E. Norte	20.3	15.1	21.0	
E.E. Quito	3.3	2.7	2.5	
E.E. Riobamba	5	5.7	14.0	
E.E. Sur	12.9	5.5	6.3	
Eléctrica de Guayaquil	3.8	5.2	4.9	

Como se ve, en la Tabla 1, solo una empresa ha reportado en los tres años analizados (2011 con extrapolación), números de interrupciones dentro del límite de 4/año y tendencia de mejora continua.

Tabla 2: FMik de red, 2009–2011, Regionales CNEL

DISTRIBUIDORA	FMik_2009	FMik_2010	FMik_2011 PROYECT.	Tendencia
CNEL-Bolívar	2.6	18.7	25.9	
CNEL-EI Oro	32.8	47.0	47.7	
CNEL-Esmeraldas	9.4	9.4	n.d.	
CNEL-Guayas Los Ríos	17.5	23.4	23.9	
CNEL-Los Ríos	79.5	90.9	82.1	
CNEL-Manabí	57.9	63.1	51.9	
CNEL-Milagro	23.7	29.5	39.4	
CNEL-Sta. Elena	24.7	34.1	30.2	
CNEL-Sto. Domingo	14.9	24.6	16.8	
CNEL-Sucumbios	70.4	84.8	83.0	

La tabla anterior muestra que, en este segundo grupo de distribuidoras la situación es muy crítica, pues a más de que una no entrega información en

el 2011 y sus datos previos son dudosos, las otras reportan gran número de interrupciones, que exceden con creces el límite de 4/año.

Tabla 3: TTIk de red, 2009–2011 (sin CNEL)

DISTRIBUIDORA	TTIk 2009	TTIk 2010	TTIk_2011 PROYECTADO	Tendencia2
E.E. Ambato	13.6	10.7	13.1	
E.E. Azogues	15.8	18.1	9.0	
E.E. Centro Sur	12	10.1	12.7	
E.E. Cotopaxi	2.3	3.1	8.7	
E.E. Galápagos	168.4	34.4	19.5	
E.E. Norte	30.9	32.6	29.3	
E.E. Quito	3.3	2.1	1.8	
E.E. Riobamba	19.9	12.4	47.8	
E.E. Sur	5.8	11.4	7.8	
Eléctrica de Guayaquil	3.1	4.1	3.2	

Como se muestra, en la Tabla 3, solo la Empresa Eléctrica Quito ha reportado en los tres años (2011 con extrapolación), tiempos totales de interrupciones dentro del límite de 8 h/año y tendencia de mejora continua.

Además, las empresas eléctricas Cotopaxi, Sur y Guayaquil han informado cumplimiento en el 2009; Cotopaxi y Guayaquil en el 2010; y, Regional del Sur y Eléctrica de Guayaquil (desde septiembre 2011 Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP) no excederían el límite en el 2011.

Tabla 4: TTIk de red, 2009–2011, Regionales CNEL

DISTRIBUIDORA	TTIk 2009	TTIk 2010	TTIk_2011 PROYECTADO	Tendencia2
CNEL-Bolívar	2.6	31.4	47.1	
CNEL-EI Oro	34	26.4	48.5	
CNEL-Esmeraldas	21.0	21.0	n.d.	
CNEL-Guayas Los Ríos	16.2	24.5	22.9	
CNEL-Los Ríos	62.7	72.6	41.9	
CNEL-Manabí	59.3	64.8	54.7	
CNEL-Milagro	35.8	66.4	55.0	
CNEL-Sta. Elena	13.6	21.7	35.0	
CNEL-Sto. Domingo	43.6	62.9	19.5	
CNEL-Sucumbios	77	139.1	139.5	

También en la Tabla anterior, se nota que las regionales de CNEL muestran tiempos totales de interrupción muy por encima del límite de 8 h/año. El caso de Sucumbíos amerita mayor análisis, pues según los reportes, buena parte de las interrupciones son causadas por fallas a lo largo de la línea de transmisión que alimenta ese sistema de distribución.

Se está profundizando el análisis de los indicadores reportados por las empresas al CONELEC, ya que se ha detectado que, en ciertos casos, por falta de sistemas y procesos adecuados para registro de interrupciones y cálculo de los indicadores, no han venido siendo incluidas todas las suspensiones de servicio, especialmente en ramales de circuitos primarios y en transformadores de distribución; o, hay importantes diferencias entre los índices de red reportados y los calculados por el CONELEC con base en los indicadores de primarios.

La Fig. 1, que se presenta a continuación, permite visualizar la frecuencia media de interrupción en la red total de cada sistema de distribución, desglosado por los componentes: programadas, no programadas y causadas por el Sistema Nacional de Transmisión, SNT.

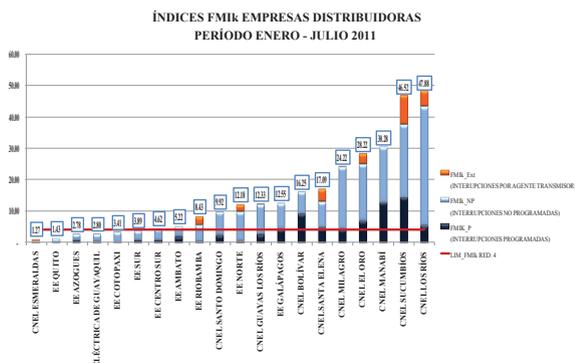


Figura 1: Frecuencia Media de Interrupción ene-jul 2011

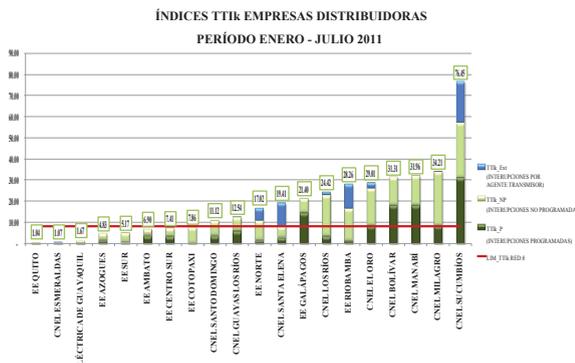


Figura 2: Tiempo Total de Interrupción, red total

La Figura anterior presenta, en orden ascendente, los tiempos de interrupción acumulados, entre enero y julio de 2011, con el desglose de suspensiones programadas, no programadas y causadas por el SNT. Resulta preocupante la importante incidencia, en algunas distribuidoras, de lo no programado y de las fallas en transmisión, a cargo de CELEC EP- Transelectric.

En vista de que la mayoría de distribuidoras no tiene aún un sistema adecuado para registro de las interrupciones de los ramales de primarios y de los transformadores de distribución, el MEER resolvió en septiembre de 2011, usar los indicadores móviles anuales solo hasta cabeceras de primarios, para el seguimiento de los índices de calidad del servicio técnico en el sistema de la Presidencia de la República denominado “Gobierno Por Resultados, GPR”.

A continuación se muestran los valores de FMik y TTIk, del año móvil cortado a julio de 2011, que fueron reportados como línea de base en el GPR.

DISTRIBUIDORA	POTENCIA INSTALADA	FMik_RED
EE AZOGUES	27.564.50	0.5
EE COTOPAXI	135.038.70	3.8
CNEL ESMERALDAS	169.776.00	4.8
EE SUR	180.323.00	5.0
EE CENTRO SUR	456.361.50	5.3
ELECTRICA DE GUAYAQUIL	1,672.856.00	8.5
EE RIOBAMBA	156.227.00	10.0
EE AMBATO	247.112.50	11.5
EE QUITO	2,081,243.50	11.8
CNEL GUAYAS LOS RÍOS	354.716.50	12.3
EE GALÁPAGOS	16.112.50	16.2
EE NORTE	324.924.00	19.0
CNEL SANTO DOMINGO	224.938.50	19.4
CNEL SANTA ELENA	197.259.50	33.0
CNEL MILAGRO	151.487.50	36.0
CNEL BOLÍVAR	20.642.00	36.9
CNEL EL ORO	259.285.50	37.9
CNEL MANABÍ	557.183.00	52.6
CNEL LOS RÍOS	111.372.85	78.4
CNEL SUCUMBÍOS	102.561.50	92.7
NIVEL NACIONAL	7,446,986.05	17.9

Figura 3: FMik móvil anual hasta circuito primario

Como se ve en la Figura anterior, el índice de frecuencia media de interrupciones hasta cabecera de circuito primario, ponderado a nivel nacional, fue de 17,9 interrupciones, en el año móvil agosto 2010 – julio 2011. Esa cifra está muy por encima del límite de 4 interrupciones/año.

La Fig 4, que se presenta a continuación, muestra que el tiempo total de interrupciones, ponderado nacional para el mismo año móvil, fue de 19,6 horas, cifra que excede con creces el límites máximos regulado, de 8 h/año.

DISTRIBUIDORA	POTENCIA INSTALADA	TTik_RED
EE AZOGUES	27,564.50	0.6
EE SUR	180,323.00	3.2
EE COTOPAXI	135,038.70	3.6
ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL	1,672,856.00	5.7
EE CENTRO SUR	456,361.50	6.6
EE QUITO	2,081,243.50	9.4
EE AMBATO	247,112.50	10.4
CNEL GUAYAS LOS RÍOS	354,716.50	12.5
CNEL ESMERALDAS	169,776.00	18.4
EE GALÁPAGOS	16,112.50	22.2
EE RIOBAMBA	156,227.00	24.1
EE NORTE	324,924.00	29.3
CNEL SANTA ELENA	197,259.50	29.7
CNEL EL ORO	259,285.50	35.7
CNEL SANTO DOMINGO	224,938.50	37.2
CNEL MILAGRO	151,487.50	49.6
CNEL LOS RÍOS	111,372.85	53.9
CNEL MANABÍ	557,183.00	60.3
CNEL BOLIVAR	20,642.00	73.4
CNEL SUCUMBIOS	102,561.50	160.7
NIVEL NACIONAL	7,446,986.05	19.6

Figura 4: TTIk móvil anual hasta circuito primario

Se requiere por tanto un gran esfuerzo de todas las entidades y técnicos involucrados, para disminuir estos indicadores y brindar así un servicio técnico de mejor calidad a la ciudadanía.

3. VISITAS A DISTRIBUIDORAS CRÍTICAS

El Ministerio programó visitas a las regionales de CNEL, con base en el informe correspondiente a los años 2009 y 2010 presentado por el CONELEC al MEER, a inicios de abril de 2011, más los informes mensuales que viene presentando desde entonces, con datos acumulados hasta cada uno de los meses.

En cada una de esas visitas se realizaron actividades de apoyo, para:

- Definir un proceso para registrar, recopilar y procesar todas las interrupciones; y, subir los indicadores oportunamente al sistema SISDAT (Sistematización de Datos del Sector Eléctrico), en el portal del CONELEC;
- Implantar el “Sistema Informático para Registro de Interrupciones de Servicio, SIRIS”, desarrollado hace pocos años por CNEL El Oro;
- Acordar tareas de operación y mantenimiento en los circuitos primarios con más desconexiones, como: desbroce, termografía, registro de demandas, balance de fases, retensado de conductores, etc.;
- Establecer un cronograma de actividades, con responsables, para realizar el estudio y

la ejecución de un proyecto de coordinación de protecciones, en uno o algunos circuitos primarios críticos;

- Verificar que se haya efectuado recientemente la coordinación de protecciones entre el sistema de distribución y el SNT, en los puntos de enlace;
- Incentivar la capacitación de directivos, profesionales y trabajadores en los aspectos relacionados con la calidad del servicio;
- Impulsar la participación activa en los proyectos del programa SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica), que viene desarrollando el MEER, con Comisiones de grupos de empresas. Especialmente los módulos de homologación de estructuras y componentes, CIS (Sistema Comercial), SIG (Información Geográfica), SCADA (Adquisición de Datos y Control); y, los que están por iniciar: OMS (Interrupciones), DMS (Gestión de la Distribución), AIM (Medición Automática), etc.; los cuales son fundamentales para mejorar todos los aspectos de la distribución, entre ellos la calidad del servicio.

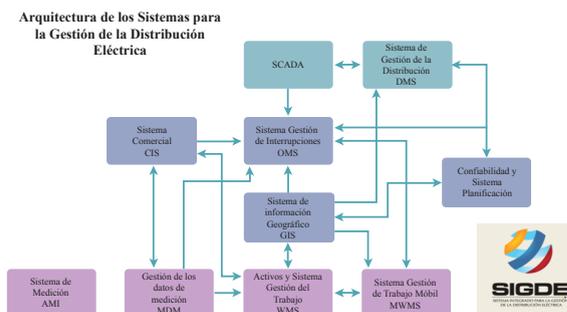


Figura 5: Estructura del programa SIGDE

Como complemento de las visitas realizadas a las diez regionales de CNEL, se han cumplido hasta septiembre de 2011 los siguientes eventos, organizados por el MEER: a) Dos reuniones del Ministro y el Director Ejecutivo del CONELEC con los Presidentes Ejecutivos, Gerentes Generales y Gerentes Regionales de las Distribuidoras; b) Dos sesiones de trabajo con los responsables de calidad de servicio técnico de las regionales de CNEL; c) Un Seminario teórico-práctico sobre trabajo con línea energizada, dictado por la Eléctrica de Guayaquil, para un Ingeniero y 4 linieros de cada regional de CNEL y de la E.E. Galápagos; d) Un Seminario-Taller con los encargados de la calidad del servicio técnico de todas las distribuidoras y delegados del CENACE y CELEC EP-Transelectric.

Tabla 5: Tareas operativas y para coordinar protecciones

FECHA MAXIMA	AREA	Resp.	ACTIVIDAD COMPROMETIDA
jue-21-jul-11	JP	CV	Entregar datos de demanda de la salida del primario
vie-22-jul-11	DT-Aux.	OB	Plano de red
vie-05-ago-11	DT	EM	Entregar pliegos para compra de seccionadores y reconectores
mié-03-ago-11	DT-Aux.	OB	Actualizar información de red, seccionadores y trafos
vie-05-ago-11	DT-Aux.	OB	Passar plano a Autocad
lun-08-ago-11	DT-JOP	EJ	Tomar demandas en al menos 3 puntos intermedios con VarCorder
lun-08-ago-11	DT-FIS	IB	Termografía del primario
lun-15-ago-11	JP	CV	Ingresar datos a CYMDIST
mar-16-ago-11	DT	EM	Presentar memo con informe inicial a Gerente Regional y copia a MEER
mié-17-ago-11	JP	CV	Realizar corridas de cortocircuito en primario, enlazado con la subtransmisión
jue-18-ago-11	JP	CV	Realizar corridas de flujos en primario, enlazado con la subtransmisión
jue-25-ago-11	DT-JOP	EJ	Balancear fases a lo largo del primario, con base en demandas intermedias
jue-25-ago-11	DT-JOP	EJ	Desbroce del primario
jue-25-ago-11	DT-JC	VS	Definir puntos para reconectores y Seccionadores Fusibles en todo ramal
lun-12-sep-11	JP	CV	Efectuar estudio de coordinación de protecciones con CYMEDIST
mié-14-sep-11	DT	EM	Presentar informe con el estudio completo a Gerente Regional y copia a MEER
lun-07-nov-11	DF	GG	Recibir los reconectores y seccionadores comprados
mar-29-nov-11	DT-JOP	EJ	Instalar los equipos requeridos según el estudio de coordinación
mié-30-nov-11	DT	EM	Informe final con resultados y programa de evaluación

La Tabla 5 ejemplifica los acuerdos logrados para levantar información de un primario piloto, realizar mantenimiento y coordinar las protecciones.

4. REFORMAS A LA REGULACIÓN

Dado que la Regulación No. CONELEC - 004/01 tiene ya diez años de vigencia y lamentablemente casi ninguna empresa eléctrica distribuidora ha podido cumplirla estrictamente por una serie de motivos, se ve necesario adecuarla para la situación actual.

Una de las causas del incumplimiento es el no contar con sistemas informáticos y procesos adecuados para hacer efectivas algunas disposiciones relacionadas con la necesidad de información, especialmente del numeral 1.6, que dice: “El Distribuidor debe implementar y mantener permanentemente actualizada una base de datos, con la información sobre los componentes de la red asociados a la alimentación eléctrica de cada Consumidor...”

La citada Regulación contempla tres rubros: a) Calidad del Producto (Nivel de voltaje, Perturbaciones de voltaje y Factor de Potencia; b) Calidad del Servicio Técnico (Frecuencia y Duración de Interrupciones); y, Calidad del Servicio Comercial (Atención de Solicitudes, Atención de Reclamos y Errores en Medición y Facturación).

En el presente artículo solo se tratará sobre la parte 3 de la Regulación, que se refiere a la calidad del servicio técnico, con sus índices FMik y TTIk, más algunos numerales de la parte 1, relacionados con este tema.

Los puntos fundamentales que, a criterio personal de los autores, requieren modificaciones son:

1.7 Eliminar la cifra de meses para la primera subetapa y dejar que el plazo sea definido mediante instructivo por el organismo regulador, en función de las políticas ministeriales.

1.7 Asumiendo que se está en la Subetapa 1 de la Etapa Final, ya se deberían estar aplicando penalizaciones por incumplir los índices globales; y, compensaciones a los clientes servidos en medio y alto voltaje. Hay que clarificar esto.

3.1.1 Considerar para los indicadores a todos los circuitos y transformadores que sirvan a usuarios finales, así sean de alto voltaje, pues en la subetapa 1 no es fácil evaluar la calidad técnica de manera individual a usuarios servidos en alto o medio voltaje, teniendo en cuenta además que la definición del voltaje de servicio depende de la propiedad del transformador y el voltaje en el cual se efectúa la medición o se la ajusta con las pérdidas del transformador lo cual se presta a confusión.

3.1.2 Agregar que en todos los casos, el distribuidor deberá notificar previamente a los usuarios que serán afectados por cualquier interrupción programada, según se detalla en el numeral 4.2.6 de la citada Regulación; y, que la reposición de cualquier interrupción, programada o no, deberá efectuarse en los plazos establecidos en el numeral 4.2.7 de la misma.

5. PRIORIZAR ACCIONES E INVERSIONES

Se espera que los indicadores de calidad del servicio técnico mejoren cuanto antes, con el esfuerzo que están realizando las distribuidoras, mediante acciones de operación y mantenimiento; y, con las inversiones de los programas anuales, especialmente del PMD (Plan de Mejora y Expansión de la Distribución), del PREPAC (Programa de Reposición de Activos) y del SIGDE.

El MEER está ejecutando el programa SIGDE, con las siguientes inversiones. Varios de los proyectos coadyuvan a la mejora de la calidad del servicio:

Tabla 6: Proyectos del Programa SIGDE

DOMINIOS	\$ TOTAL 2010-2015	PROCESOS A FORTALECER	Meta 2011
Comercial y Gestión de la Medición	2.618.000	Implantaciones Sistemas Comerciales de EEQ/CENTROSUR	960 Clientes gestionados con los nuevos sistemas comerciales
	340.000	Consultoría S.I.C único	Contar con las Especificación Funcionales
	6.655.100	Implantación SIC único	
	80.000	Especificaciones y Consultoría AMI/MDM	Contar con las Especificación Funcionales
	6.655.100	Adquisición MDM e Implantación/Piloto AMI	
Gestión de Activos	6.607.350	Registro y Control de los Activos	Tener registrados en el modelo único del SIG_900.000
	499.000	Cartografía y Geo Portal	
	6.887.297	Gestión de trabajo y de Activos	
Gestión de la Operación de la Red	650.000	Implantación del Modelo de Información Común (CIM)	
	12.365.600	Implantación del Modelo para la Planificación y Operación de la Red (SCADA/DMS/OMS/BI/HIS)	Contratación de los Sistemas
	750.000	Estudios para Automatización de Subestaciones	
Recursos Empresariales	70.000	Diagnóstico	Informe de la situación actual
	6.957.297	Implantación de ERP	
Gestión Tecnológica	320.000	Homologación	Homologación de las UP y Materiales de uso Frecuente
	96.368	Adquisición del ESB (I)	Adquisición e implantación del Bus de Interoperabilidad
	2.312.832	Implementación SOA	
	100.000	Consultoría Arquitectura Tecnológica del Sector	Contar con las Especificación Funcionales
	4.228.638	Implantación de los Data Center y la red de comunicación	
	100.000	Estudio e Implantación de ITIL/COBIT	
Gestión Estratégica	260.000	Adquisición de Sistemas para salas Virtuales y Capacitación	Contratación y Adjudicación de los Sistemas
	140.000	Consultoría BPM/BSC/BI	Definición de los Indicadores Comerciales
	364.759	Adquisición Sistema BPM/BSC/BI	Contratación y Adjudicación del BPM
Reforzamiento del Talento	3.950.000	Implantación BPM/BSC/BI	
2.400.000	Capacitación		
Administración SIGDE	3.590.000	Personal para el control y administración del proyecto + logística y equipos	
TOTAL	68.997.341	AVANCE GLOBAL DEL PROYECTO SEP-2011: 8%	

En los programas PLANREP, se priorizarían los proyectos cuya finalidad principal sea la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía; y, el programa FERUM contendría proyectos que aporten fundamentalmente al aumento de la cobertura del servicio eléctrico.

Según la normativa vigente, las distribuidoras deben proponer al CONELEC, como parte del estudio tarifario a presentar para el año 2012, un programa detallado de las inversiones a realizar con el Fondo de Reposición de Activos en Servicio, que para el 2011 ascendió a más de 100 millones de dólares. Esas inversiones deberían coadyuvar en gran medida a la mejora de la calidad del producto y de la calidad del servicio técnico.

Además, para el año 2012 se espera priorizar los proyectos del Plan de Mejora y Expansión de la Distribución, PMD, para lograr una mejora sustancial en los indicadores FMIK y TTIK. Los rubros con mayor prioridad en el PMD serían los que constan en la Tabla siguiente:

Tabla 7: Proyectos que se priorizarían en el PMD 2012

TIPO DE PROYECTO	Prioridad
2.1.4. Instalación de Equipos de Maniobra y Protección para Circuitos Primarios	1
2.1.5. Construcción de enlaces entre primarios, para transferencias	2
2.1.3. Mejora de Circuitos Primarios existentes (puede incluir TD,RS,etc.)	3
3.6.1. Adquisición de carros canasta aislados	4
3.5.1. Adquisición de herramientas para trabajo en línea energizada	5
3.3.1. Adquisición de equipos de termografía	6
1.1.3. Mejora de Subestaciones Existentes (No cambio de elementos por obsolescencia, pues eso debe financiarse con RECAP)	7
1.1.1. Mejora de Líneas de subtransmisión existentes (No cambio de elementos por obsolescencia, pues eso debe financiarse con RECAP)	8
1.1.4. Construcción de Subestaciones Nuevas	9
1.1.2. Construcción de Líneas de subtransmisión nuevas	10

Por último, las distribuidoras deberían dar cada vez mayor énfasis a las acciones de operación y mantenimiento que no requieren inversión y son tendientes a disminuir el número de fallas y a reponer el servicio con celeridad, en caso de desconexiones. Las acciones operativas prioritarias son:

- Definir el programa anual de mantenimiento preventivo de cada circuito primario, sus transformadores y más elementos, con acciones, cronograma y responsables.
- Mantener actualizados los planos y esquemas de circuitos primarios, con transformadores, protecciones, seccionamientos y enlaces.
- Mantener registros horarios de demanda a la salida de cada primario, en puntos intermedios y en transformadores.
- Balancear fases a lo largo del primario y en los transformadores.
- Coordinar las protecciones del sistema de subtransmisión y de cada circuito primario.
- Captar termografías periódicas de subestaciones, líneas de subtransmisión, redes y transformadores de distribución.
- Aprobar formalmente un proceso para registro, recopilación, procesamiento y reporte



- de indicadores de calidad del servicio técnico.
- Terminar la implantación del modelo informático para registrar las interrupciones de servicio.
- Capacitar a los profesionales en el uso de herramienta informáticas para estudios de flujo, cortocircuito y coordinación de protecciones.
- Difundir a todo nivel la necesidad de mejorar la calidad del servicio; y, capacitar a los técnicos y trabajadores en aspectos relacionados.
- Reforzar los grupos de mantenimiento preventivo y aumentar grupos y horas de atención de reclamos, en matriz y agencias.
- Realizar desbroces sistemáticos de líneas y redes.
- Programar cada vez más trabajos en líneas energizadas (en caliente).

Estas y otras acciones de operación y mantenimiento, pueden ser realizadas eventualmente con ayuda de empresas eléctricas que disponen de mejor equipamiento, recursos humanos y experiencia; y, mediante contrataciones a profesionales o empresas especializadas.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los indicadores de frecuencia y duración de interrupciones, que miden la calidad del servicio técnico, aún no reflejan la realidad actual del Ecuador en ese aspecto.

El MEER, con apoyo del CONELEC y de las empresas eléctricas distribuidoras, viene realizando desde abril del año 2011, labores de seguimiento de la calidad del servicio técnico y de apoyo a las distribuidoras para mejorar los indicadores.

La Regulación 004/01, expedida por el CONELEC en el año 2001, aún no está siendo cumplida a cabalidad; y, existen algunos puntos que requieren ajustes, para volverles compatibles con la realidad actual de la mayoría de sistemas de distribución.

Para mejorar la calidad del servicio eléctrico es necesario, fundamentalmente, aumentar la conciencia de todos los involucrados sobre la importancia del tema; capacitar a profesionales y trabajadores; y, ejecutar planes sistemáticos de operación, mantenimiento e inversión.

Los programas SIGDE, PMD y PREPAC, principalmente, coadyuvarán a la mejora de la calidad del servicio eléctrico de distribución.

Es importante que el CENACE y CELEC EP-Transelctric se involucren más en el análisis y solución de los problemas de desconexiones de los elementos del Sistema Nacional de Transmisión que sirven a algunos sistemas de distribución del país.

AGRADECIMIENTOS

Al Ministro de Electricidad y Energía Renovable, Dr. Esteban Albornoz, por el impulso que está dando para que mejore el servicio eléctrico en el Ecuador; y, al Subsecretario y funcionarios de la Subsecretaría de Control de Gestión del MEER, por el apoyo recibido.

A los directivos y técnicos del CONELEC por la gestión que realizan para la evaluación de la calidad de servicio eléctrico de distribución y facilitar las estadísticas disponibles referentes a este tema.

Agradecemos también a las distribuidoras eléctricas y especialmente a los técnicos encargados de la calidad del servicio, por el compromiso adquirido frente al desafío de proporcionar a todos los consumidores del país, el suministro de energía eléctrica con parámetros de calidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Albornoz Esteban, Tesis de Doctorado en Ingeniería Eléctrica “Ubicación Óptima de Equipos de Seccionamiento y Protección en Sistemas de Distribución Eléctrica”, Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2007.
- [2] Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad. 1999 y reforma del año 2005.
- [3] CONELEC, Regulación No. 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, Quito, 2001.
- [4] Sankaran, C. (2002); Power Quality, Florida; CRC Press LLC.
- [5] CONELEC. Sistematización de Datos del Sector Eléctrico.
- [6] Empresas distribuidoras del Ecuador. Reportes mensuales de FMIk y TTIk.



Marcelo Neira.- Nació en Cuenca-Ecuador en 1953. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional, de Quito, en 1976 y un Diplomado en Gestión de Proyectos en la FLACSO en el 2007. Realizó estudios de especialización en varios países. Ha publicado trabajos sobre distribución eléctrica, estadísticas del sector, planificación del sistema eléctrico nacional y pérdidas de energía.



Rodrigo Quintanilla.- Nació en Quito en 1977. Recibió su título de Ingeniera Eléctrica de la Universidad Politécnica Nacional en 2010. Actualmente, se encuentra cursando sus estudios de Maestría en la FLACSO sede Ecuador y su campo de investigación se encuentra relacionado con la calidad de los sistemas eléctricos de transmisión y distribución.