



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Instituto de Ciencias Matemáticas

Ingeniería en Auditoría y Control de Gestión

TESIS DE GRADO

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

AUDITOR - CONTADOR PÚBLICO AUTORIZADO

“AUDITORÍA DEL RUBRO CUENTAS POR COBRAR-VENTAS DE UNA EMPRESA ENCARGADA DE ADMINISTRAR LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL ÁREA DE CONCESIÓN GUAYAQUIL POR EL PERÍODO DE 7 MESES TERMINADOS AL 31 DE JULIO DEL 2006”

PRESENTADO POR:

ANGÉLICA MARÍA GUIJARRO RIERA

AMALIA ALEXANDRA GUIJARRO RIERA

DIRECTOR: ING. ROBERTO MERCHÁN

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO 2009

DEDICATORIA

Dedicamos este trabajo que ha sido realizado con mucho esfuerzo y sacrificio a nuestros padres quienes han estado presentes en los buenos y malos momentos de nuestra vida brindándonos todo su apoyo, cariño y comprensión.

A Dios por permitirnos vivir, por gozar de una maravillosa familia y darnos las fuerzas necesarias para seguir adelante.

A Christian Moreira nuestro primo querido que ya no está ahora con nosotros pero que siempre estará en nuestra mente y corazón.

A nuestros amigos con los cuales hemos compartidos momentos inolvidables e importantes de nuestras vidas.

A nuestros enamorados por estar presentes brindándonos su apoyo en el momento más importante de nuestras vidas y carrera profesional.

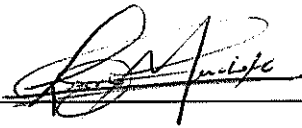
AGRADECIMIENTO

A Dios por siempre estar presente en nuestras vidas, por nunca abandonarnos y ser la dirección que guía nuestro camino.

A nuestros Padres y Hermanos por el apoyo incondicional que nos brindan, por darnos la oportunidad de llegar a realizar nuestros sueños, por el sacrificio que han realizado para ser quienes somos en este momento.

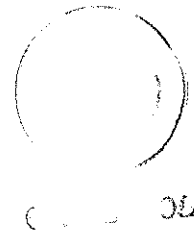
A nuestro Director de Tesis Ing. Roberto Merchán por transmitirnos sus conocimientos y orientarnos en la realización de nuestra tesis.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Roberto Merchán

DIRECTOR DE TESIS



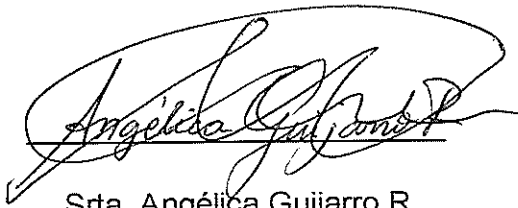
Eco. Lorena Bernabé

VOCAL DELEGADA

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis, así como también el patrimonio intelectual del mismo, corresponde única y exclusivamente al ICM (Instituto de Ciencias Matemáticas); de la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Graduación de ESPOL)

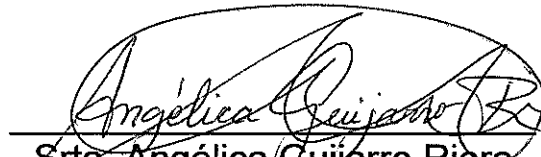


Srta. Angélica Guijarro R.



Srta. Amalia Guijarro R.

FIRMA DE LOS AUTORES


Srta. Angélica Guijarro Riera


Srta. Amalia Guijarro Riera

RESUMEN

En este proyecto se aplica una Auditoría Financiera al rubro Cuentas por Cobrar-Ingresos, a una empresa que se dedica a la distribución y comercialización de energía eléctrica, en el período de Enero a Julio del año 2006.

El objetivo primordial de la Auditoría es Verificar la razonabilidad de los Saldos de los rubros antes mencionados, con los cuales se verificará la integridad de los registros contables que realizan en Red Eléctrica Corporación. La información ha sido obtenida mediante reuniones con el Gerente del Departamento Contable el cual nos facilitó los Estados Financieros de la Corporación a la fecha de Enero a Julio del 2006.

El Departamento de Sistemas nos facilitó la Base de Datos de la Cartera de Clientes, que conforman la Corporación, con los cuales se realizaron las pruebas de auditoría pertinentes.

También se realizaron Cuestionarios, entrevistas al personal de diferentes áreas de Red Eléctrica Corporación con la finalidad de obtener información acerca de las diferentes actividades que realizan.

El capítulo I comprende el Marco teórico de la normativa que rige nuestro análisis, tanto a nivel contable como en el área de la Auditoría.

El capítulo II comprende el Conocimiento del negocio, análisis preliminar de los Estados Financieros como también la Materialidad de los mismos.

El capítulo III comprende la Auditoría de los rubros Cuentas por Cobrar-Ingresos por medios de Pruebas Sustantivas, con las cuales se probará la razonabilidad de los saldos de las cuentas.

El capítulo IV comprende el Análisis Estadístico de la Corporación.

El capítulo V comprende las conclusiones y recomendaciones de la auditoría.

Índice General

Resumen.....	I
Abreviaturas.....	II
Índice General.....	III
Índice de Tablas.....	IV
Índice de Gráficos.....	V
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
MARCO TEÓRICO	3
1.1. Definición de Auditoría	3
1.1.1. Objetivo de una Auditoría.....	3
1.2. PRINCIPIOS DE CONTABILIDAD GENERALMENTE ACEPTADOS.....	4
1.2.1. POSTULADOS BÁSICOS.....	4
1.2.1.1.Equidad.....	4
1.2.1.2.Ente.....	5
1.2.1.3.Bienes Económicos.....	5
1.2.1.4.Moneda de Cuenta.....	5
1.2.1.5.Empresa en Marcha.....	5
1.2.1.6.Valuación al Costo.....	6
1.2.1.7.Ejercicio.....	6
1.2.1.8.Devengado.....	6
1.2.1.9.Objetividad.....	7
1.2.1.10.Realización.....	7
1.2.1.11.Prudencia.....	7
1.2.1.12.Uniformidad.....	7
1.2.1.13.Materialidad.....	8
1.2.1.14.Exposición.....	8
1.3. NORMAS ECUATORIANAS DE AUDITORÍA.....	9
1.3.1. NEA 4: DOCUMENTACIÓN.....	10
1.3.2. NEA 5: FRAUDE Y ERROR.....	11
1.3.3. NEA 7: PLANIFICACIÓN.....	12
1.3.3.1. Planificación del trabajo.....	12
1.3.3.2. El plan global de auditoría.....	12
1.3.3.3. Programa de Auditoría.....	13
1.3.4. NEA 8: CONOCIMIENTO DE NEGOCIO.....	13
1.3.5. NEA 10: EVALUACIÓN DE RIESGO Y CONTROL INTERNO.....	14
1.3.6. NEA 15: PROCEDIMIENTOS ANALÍTICOS.....	15
1.3.7. NEA 16: MUESTREO DE AUDITORÍA.....	16
1.3.7.1. Diseño de la muestra.....	17
1.3.7.2. Evaluación de resultados de la muestra.....	17
1.4. NORMA ECUATORIANA DE CONTABILIDAD.....	18
1.4.1. NEC 9: INGRESOS.....	18
1.4.1.1.Definiciones.....	19
1.4.1.1.1. Ingreso.....	19
1.4.1.1.2. Valor justo.....	19
1.5. LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	20
1.5.1. CAPÍTULO.....	20

1.5.1.1.DISPOSICIONES FUNDAMENTALES	20
Art. 1.- Deber del Estado.-	20
Art. 2.- Concesiones y Permisos.....	20
Art. 3.- Medio Ambiente.-	20
1.5.2. CAPÍTULO II.....	21
1.5.2.1.DISPOSICIONES GENERALES	21
Art. 4.- Ámbito de Aplicación.-	21
Art. 5.- Objetivos.-	21-22
Art. 6.- Afectación al Servicio Público.-	23
1.5.3. CAPÍTULO III.....	23
1.5.3.1.ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO	23
Art. 11.-.....	23
1.5.4. CAPÍTULO IV	24
1.5.4.1.CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, CONELEC	24
Art. 12.- Constitución.-.....	24
Art. 13.- Funciones y Facultades.-	25-26
1.5.5. CAPÍTULO V	27
1.5.5.1.CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA CENACE	27
Art. 22.- Personalidad Jurídica.-.....	27
1.5.6. CAPÍTULO VI	28
1.5.6.1. DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.....	28
Art. 26.- Régimen de las empresas de generación, transmisión y distribución.....	28
Art. 27.- De la participación del sector privado.	28
Art. 38.- Prohibición de Monopolios y Garantías por parte del Estado.	29
1.5.7. CAPÍTULO VII	29
1.5.7.1.DE LAS CONCESIONES	29
Art. 40.- De los concesionarios.	29-30
1.5.8. CAPÍTULO VIII	30
1.5.8.1.MERCADOS Y TARIFAS	30
Art. 45.- Del Mercado Eléctrico Mayorista.	30-31
Art. 46.- Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista. `	31
Art. 47.- Mercado Ocasional.	31-32
Art. 51.- De las Tarifas: Precios Sujetos a Regulación	32-33
Art. 56.- Valor Agregado de Distribución (VAD).....	33-34
1.5.9. CAPÍTULO IX	34
1.5.9.1.RECURSOS ENERGÉTICOS NO CONVENCIONALES	34
Art. 63.....	34
Art. 64.....	34
1.5.10. CAPÍTULO X	35
1.5.10.1.DERECHOS LABORALES.....	35
Art. 65.- De los derechos de los trabajadores.	35
1.5.11. CAPÍTULO XI	35
1.5.11.1.EXENCIONES Y EXONERACIONES.....	35
Art. 66.- Constitución y reformas de estatutos.....	35
CAPÍTULO II.....	36
CONOCIMIENTO DEL NEGOCIO	36
RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN.....	37
2.1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA.....	37

2.1.1.	Disolución de la Corporación.....	38
2.1.2.	Capacidad Generadora y de Expansión	39
2.1.3.	Situación Laboral:.....	40
2.1.4.	Negocio en Marcha:.....	40
2.1.5.	Legislación reguladora:	41
2.1.6.	La representación legal	41
2.2.	MISIÓN	41
2.3.	VISIÓN.....	42
2.4.	ANÁLISIS FODA.....	42
2.4.1.	FORTALEZAS	42-43
2.4.2.	OPORTUNIDADES.....	43
2.4.3.	DEBILIDADES	43-44
2.4.4.	AMENAZAS	44
2.5.	Estructura Organizacional	45
2.5.1.	Funciones de las Áreas o Departamentos de Red Eléctrica Corporación.....	46
2.5.1.1.	Vicepresidencia de Planificación y Dirección Técnica	46
2.5.1.2.	Vicepresidencia Comercial	46
2.5.1.3.	Estructura y funciones de la Vicepresidencia de Finanzas.....	47
2.5.1.4.	Vicepresidencia de lo Administrativo	47
2.6.	RESUMEN DE LAS POLÍTICAS DE CONTABILIDAD MÁS IMPORTANTES:.....	48
2.6.1.	Base de presentación:	48
2.6.2.	División de Red Eléctrica Corporación	48
2.6.3.	Inversiones temporales:	48
2.6.4.	Provisión para cuentas incobrables:.....	48
2.6.5.	Inventarios.....	49
2.6.6.	Gastos pagados por anticipado.....	49
2.6.7.	Activos Fijos	49-50
2.6.8.	Otros activos.....	51
2.6.9.	Reserva para jubilación patronal	51
2.6.10.	Reconocimiento de ingresos	51
2.6.11.	Precio de venta (tarifa) de energía a usuarios finales	52
2.6.12.	Costo de operación.....	52
2.6.13.	Precio de compra de energía local	52
2.6.14.	Ingresos extraordinarios por déficit tarifario	52
2.6.15.	Intereses ganados	53
2.6.16.	Intereses pagados	53
2.6.17.	Impuesto a la renta	53
2.6.18.	Recaudaciones a nombre de terceros	53
2.6.19.	Cuentas de Orden.....	54
2.7.	Descripción del Sistema	54-55
2.8.	CLASIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES PROVEEDORES	56
2.9.	CLIENTES	57
2.9.1.	Grandes Consumidores y Autoproductores.....	57
2.9.2.	Algunos de los principales Grandes Consumidores a nivel nacional son.....	57
2.9.3.	Las empresas Autoproductores son	58
2.9.4.	CLASIFICACIÓN DE LOS CLIENTES.....	58
2.10.	ANÁLISIS DE RIESGOS	59
2.10.1.	Incumplimiento de políticas de Recuperación de Cartera.....	59
2.10.2.	Incremento de Pérdidas Negras	60
2.10.3.	Disminución de los Grandes Consumidores	60

2.10.4.	Sobrestimación de Cuentas por cobrar por la exoneración de pago a los escenarios Deportivos y personas de la Tercera Edad.....	61
2.11.	PROCEDIMIENTOS ANALÍTICOS PRELIMINARES	62
2.11.1.	Método De Análisis Horizontal	62
2.11.1.1.	Análisis de las Variaciones.....	63-68
2.11.1.2.	EVALUACIÓN PRESUPUESTO – FLUJO EFECTIVO	69
2.11.1.2.1.	Venta de Energía Mes de Julio (ver Anexo A.2).	69
2.11.1.2.1.1.	Comparativo Venta de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses (ver Anexo B.2).....	69
2.11.1.2.2.	Compra de Energía mes de Julio (ver Anexo A.1).	70
2.11.1.2.2.1.	Comparativo por Compra de Energía del los años 2005 – 2006 de los primeros siete meses (ver Anexo B.1).....	70
2.11.1.2.3.	Pérdidas Negras de los primeros siete meses (ver Anexo B.4).....	71
2.11.1.2.4.	Recaudaciones mes de Julio (ver Anexo A.3).	71
2.11.1.2.4.1.	Comparativo de Recaudaciones 2005 – 2006 de los primeros siete meses (ver Anexo B.3).....	72
2.11.1.2.5.	Grandes Consumidores. (Ver anexo B.5).....	72
2.11.2.	Método de Análisis Vertical	73-76
2.11.3.	RAZONES FINANCIERAS	77
2.11.3.1.	RAZONES DE LIQUIDEZ	77
2.11.3.1.1.	Capital Neto de Trabajo (CNT):.....	78
2.11.3.1.2.	Razón del Circulante	79
2.11.3.1.3.	Prueba Acida.....	80
2.11.3.2.	Razón de rotación de las cuentas por cobrar	81
2.11.3.2.1.	Período promedio de cobranza	82-83
2.11.3.3.	Razón de activos fijos con el pasivo a largo plazo o razón de estabilidad:	83
2.11.3.4.	RAZONES DE ENDEUDAMIENTO	84
2.11.3.4.1.	Razón de Endeudamiento (RE):	84-85
2.11.3.5.	Índice de Apalancamiento	85
2.11.3.5.1.	Razón del Pasivo sobre el Patrimonio	85-86
2.11.3.6.	RAZONES DE RENTABILIDAD	87
2.11.3.6.1.	Rotación del Activo Total (RAT)	87
2.12.	MATERIALIDAD.....	88
2.12.1.	Determinación de la Materialidad de los Estados Financieros.....	88-92
2.13.	MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGO	93-94
2.14.	EVALUACIÓN DEL CONTROL INTERNO COSO.....	94
2.14.1.	Definición y Objetivos del Control Interno	94
2.14.2.	CONTROL INTERNO	95
2.14.2.1.	Ambiente de Control	95
2.14.2.2.	Proceso de Evaluación de Riesgo del Cliente	95-96
2.14.2.3.	Información y Comunicación	97
2.14.2.4.	Actividades de Control sobre el proceso Cuentas por Cobrar- Ingresos.....	98
2.14.2.4.1.	Los Límites de créditos de los clientes	98
2.14.2.4.2.	Aseguramiento de que todos los bienes y servicios prestados son facturados al Cliente.....	99
2.14.2.4.3.	Aseguramiento de que los artículos y las cantidades incluidas en la factura corresponden a los artículos efectivamente embarcados o servicios prestados.....	99

2.14.2.4.4.	Aseguramiento de la adecuada autorización de devoluciones, notas de crédito y reservas.....	100
2.14.2.4.5.	Aseguramiento de que todas las transacciones de ventas e ingresos son registradas en los libros.....	100
2.14.2.4.6.	Aseguramiento de que el efectivo y otros pagos recibidos por parte de los clientes son depositados en forma inmediata en la cuenta bancaria.....	101
2.14.2.4.7.	Aseguramiento de cheques y cualquier otra forma de pago diferente a efectivo.....	101
2.14.2.4.8.	Aseguramiento de que las cancelaciones de cuentas de clientes están autorizadas y que únicamente se efectúen cancelaciones autorizadas.....	102
2.15.	Evaluación de Riesgos.....	102
2.16.	Monitoreo.....	103
2.17.	CUESTIONARIO DE EVALUACIÓN DE CONTROL INTERNO Y NEGOCIO EN MARCHA.....	104-106
2.18.	ENFOQUE DEL TRABAJO DE AUDITORÍA.....	107
2.18.1.	Estrategia aplicada a Red Eléctrica Corporación.....	107
2.18.1.1.	Pruebas de cumplimiento.....	107
2.18.1.2.	Pruebas sustantivas.....	107
2.19.	Programa de Auditoría.....	108
CAPÍTULO III.....		119
EJECUCIÓN DE PRUEBAS DE AUDITORÍA.....		120
3.1.	Auditoría del rubro Cuentas por Cobrar-Ingresos por venta de energía a consumidores finales.....	120
3.1.1.	Motivo del examen.....	120
3.1.2.	Alcance de la Auditoría.....	120
3.1.3.	Objetivo General.....	120
3.1.3.1.	Objetivos Específicos.....	121
3.2.	EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE AUDITORÍA.....	122
3.2.1.	Aplicación de pruebas sustantivas para el rubro Cuentas por Cobrar a consumidores finales.....	123
3.2.1.1.	Circular a los clientes para confirmar sus saldos al 31 de Julio del año 2006.....	123-124
3.2.1.2.	Análisis de procedimientos o pasos alternos aplicados a clientes Grandes Consumidores por facturación de peaje y tasas.....	124-125
3.2.1.3.	Análisis de las cuentas por cobrar a clientes por venta de energía según su clasificación por categorías y antigüedad de saldos.....	126-127
3.2.1.3.1.	Detalle de Cuentas por Cobrar - Clientes por venta de energía según balance general.....	127-130
3.2.1.4.	Revisar la valuación de la reserva para cuentas incobrables según la antigüedad de los saldos de cartera-clientes por categorías a Julio del año 2006.....	131-132
3.2.1.4.1.	Identificación de la cartera comercial de Red Eléctrica Corporación.....	133
3.2.1.4.2.	Comparativo de provisión de Cuentas por Cobrar REC vs Nueva Provisión Calculada.....	134
3.2.2.	Aplicación de pruebas sustantivas para el rubro Ingresos por la venta de energía a consumidores finales.....	135
3.2.2.1.	Análisis del reconocimiento de los Ingresos por Venta-Facturación de energía REC-Sistema Distribución.....	135-138
3.2.2.2.	Análisis y verificación de la recaudación de los valores adeudados por los clientes al 31 de Julio del año 2006.....	139-141

3.2.2.3. Análisis del reconocimiento de Ingresos Extraordinarios por Déficit Tarifario en Compra-Venta de energía eléctrica.....	141-143
CAPÍTULO IV	144
ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS CUENTAS POR COBRAR-INGRESOS.....	144
4.1. Análisis Estadístico de las Cuentas por Cobrar a consumidores finales.	144
4.1.1. Análisis de las Cuentas por Cobrar según la clasificación de los clientes por categorías al 31 de Julio del año 2006.	145-146
4.1.2. Análisis de la antigüedad de las Cuentas por Cobrar por categorías de clientes activos y retirados al 31 de Julio del año 2006.	147-148
4.1.3. Análisis de Cuentas por Cobrar a clientes activos y retirados por categoría residencial.	148-149
4.2. Análisis de la compra y venta de energía al 31 de Julio del año 2006.	150
4.2.1. Análisis de la compra y distribución de energía en KWH:	150-153
4.2.2. Análisis de la facturación de energía a clientes regulados y no regulados.....	153-154
4.2.3. Análisis entre el precio de compra y el precio de venta.....	155-156
4.2.4. Análisis de compra, facturación, recaudación de energía en dólares	156-157
CAPÍTULO V	158
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	158
5.1. CONCLUSIONES:.....	159
5.1.1. Sobre el sistema contable de la Corporación.....	159
5.1.2. Sobre la situación económica-financiera de REC.....	159-161
5.1.3. Sobre el reconocimiento de costos reales de operación y mantenimiento.....	161-162
5.1.4. Sobre la exoneración de pagos de escenarios deportivos y personas de la tercera edad.....	162-163
5.1.5. Sobre las cuentas por cobrar e ingresos.....	163-166
5.2.RECOMENDACIONES	167
5.2.1. Sobre el sistema contable de Red Eléctrica Corporación.....	167
5.2.2. Sobre el ingreso por el valor agregado de distribución.....	167
5.2.3. Sobre la exoneración de escenarios deportivos.....	168-169
5.2.4. Sobre las Cuentas por Cobrar e Ingresos.....	169-170

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Capacidad generadora de expansión, Análisis de energía comprada.....	3
Tabla 2.2 Porcentaje de depreciación de Activos.....	50
Tabla 2.3 Análisis Horizontal del Estado de Situación General de Red Eléctrica Corporación entre los años 2005.....	67
Tabla 2.4 Análisis Horizontal del Estado de Pérdidas y Ganancias de Red Eléctrica Corporación entre los años 2005 y 2006.....	68
Tabla 2.5 Análisis Vertical del Estado de Situación General de Red Eléctrica Corporación entre los años 2005 y 2006.....	75
Tabla 2.6 Análisis Vertical del Estado de Pérdidas y Ganancias de Red Eléctrica Corporación entre los años 2005 y 2006.....	76
Tabla 2.7 Determinación de la Materialidad.....	90
Tabla 2.8 Materialidad en el Balance General para el 31 de Julio del año 2006.....	91
Tabla 2.9 Materialidad en el Estado de Resultados para el 31 de Julio del año 2006.....	92
Tabla 2.10 Matriz de Evaluación de Riesgos.....	93
Tabla 2.11 Cuestionario de Evaluación del Control Interno y Negocio en Marcha.....	106
Tabla 2.12 Programa de Trabajo “Caja/ Bancos”.....	109
Tabla 2.13 Programa de Trabajo “Cuentas por Cobrar”.....	110
Tabla 2.14 Programa de Trabajo “Inventario”.....	111
Tabla 2.15 Programa de Trabajo “Inversiones Temporales”.....	112
Tabla 2.16 Programa de Trabajo “Propiedad Planta y Equipo”.....	113
Tabla 2.17 Programa de Trabajo “Cuentas por Pagar”.....	114
Tabla 2.18 Programa de Trabajo “Pasivos a Largo Plazos”.....	115
Tabla 2.19 Programa de Trabajo “Patrimonio”.....	116
Tabla 2.20 Programa de Trabajo “Ingreso - Ventas”.....	117
Tabla 2.21 Programa de Trabajo “Gastos”.....	118
Tabla 3.1 Detalle de las Cuentas por Cobrar al 31 de Julio del año 2006.....	122
Tabla 3.2 Detalle de Cuentas por Cobrar por Facturación de Energía.....	127
Tabla 3.3 Análisis cuentas por cobrar Facturación-clientes Julio 2006.....	128
Tabla 3.4 Análisis cuentas por cobrar Facturación Gobierno Julio 2006.....	128
Tabla 3.5 Análisis cuentas por cobrar Facturación Municipio Julio 2006.....	128
Tabla 3.6 Movimiento de la provisión de Cuentas Incobrables.....	132
Tabla 3.7 Movimiento Reserva para Cuentas Incobrables Sistema Financiero a Julio 2006.....	132

Tabla 3.8 Reserva Calculada para Cuentas Incobrables Julio 2006.....	133
Tabla 3.9 Provisión de Cuentas por Cobrar REC vs. Nueva Provisión Calculada a Julio 2006.....	134
Tabla 3.10 Detalle Ventas de energía eléctrica a usuarios finales.....	136
Tabla 3.11 Cálculo del Valor Facturado en Dólares a clientes Regulados y no Regulados.....	137
Tabla 3.12 Análisis Ingresos por Venta-Facturación de energía Julio 2006.....	138
Tabla 3.13 Detalle de los Saldos de las Cuentas por Cobrar Facturación Clientes.....	139
Tabla 3.14 Cálculo Manual de las Recaudaciones por Facturación de Energía.....	140
Tabla 3.15 Recaudación según los Balances de Compra- Venta de Energía.....	140
Tabla 3.16 Desglose del Rubro Ingresos Extraordinarios (Estado de Pérdidas y Ganancias Julio 2006).....	142
Tabla 3.17 Análisis Déficit Tarifario Julio 2006.....	142
Tabla 4.1 Detalle de Cuentas por Cobrar Clientes activos y Retirados por categorías.....	145
Tabla 4.2 Antigüedad de los Saldos de Cartera-Clientes por Categorías al 31 de Julio del año 2006.....	147
Tabla 4.3 Antigüedad de Cuentas por Cobrar a Clientes Activos y Retirados por Categoría Residencial.....	149
Tabla 4.4 Detalle de la Distribución de Energía a Clientes Regulados y no Regulados.....	151
Tabla 4.5 Análisis de la Diferencia de energía Comprada y energía consumida por clientes regulados y no regulados al 31 de Julios del año 2006.....	152
Tabla 4.6 Distribución de Energía Clientes Regulados y no Regulados.....	154
Tabla 4.7 Detalle de Precio Unitario de Compra y Venta de Energía Al 31 de Julio del año 2006.....	155
Tabla 4.8 Detalle Del Costo de Energía Comprada, Facturación y Recaudación.....	156

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 CONELEC.....	24
Gráfico 2.1 Organigrama Funcional de Red Eléctrica Corporación.....	45
Gráfico 2.2 Descripción del Sistema.....	54
Gráfico 2.3 Puntos de entrega Sistema de Distribución Guayaquil 2006.....	55
Gráfico 4.1 Análisis del total de Cuentas por Cobrar por Categorías de Clientes Activos y Retirados.....	145
Gráfico 4.2 Análisis de la Antigüedad de la Cartera por Categorías de Clientes Activos al 31 de Julio del año 2006.....	147
Gráfico 4.3 Análisis de Antigüedad de las Cuentas por Cobrar Categoría Residencial de Clientes Activos y Retirados al 31 de Julio del año 2006.....	148
Gráfico 4.4 Distribución de Energía Comprada en Kwh. Al 31 de Julio del año 2006.....	150
Gráfico 4.5 Análisis de la Compra y Distribución de Energía a clientes Regulados y no regulados.....	152
Gráfico 4.6 Facturación de Energía Clientes Regulados y no Regulados.....	153
Gráfico 4.7 Análisis del Precio unitario de Compra y Venta por Kwh.....	154
Gráfico 4.8 Análisis del Balance Energía al 31 de Julio del año 2006.....	156

ABREVIATURAS Y SIGLAS UTILIZADAS

NEA: Normas Ecuatorianas de Auditoría.

NEC: Normas Ecuatorianas de Contabilidad.

REC: Red Eléctrica Corporación de Guayaquil.

REC-SD: Sistema Distribución.

REC-SG: Sistema Generación.

CISEE: Comisión Interinstitucional del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

ENEL: Empresa Nacional Eléctrica.

ENDESA: Empresa Nacional de Electricidad.

GCE: Grandes Consumidores Eléctricos.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

FERUM: Fondos de Electrificación Rural Urbano Marginal.

INECEL: Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

LRSE: Ley de Régimen del Sector Eléctrico

PDT: Progreso Depositors Trust.

SPOT: Mercado Ocasional.

SRI: Servicio de Rentas Internas

SUCOSE: Sistema Uniforme de Cuentas Contables del Sector Eléctrico.

USD\$: Dólares Estadounidenses

VAD: Valor Agregado de Distribución.

INTRODUCCIÓN

La auditoría sobre los estados financieros es de gran importancia para el control de los rubros de la empresa.

Este trabajo consiste en realizar una auditoría en los estados financieros en las Cuentas por Cobrar e Ingresos de una empresa que se dedica a administrar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Se decidió analizar este rubro ya que representa las Cuentas por Cobrar que tiene la Corporación, la cual podría estar expuesta a fraude o malversación de fondos.

Se realizó el análisis mediante pruebas de auditoría al rubro Cuentas por Cobrar – Ingresos para verificar la integridad y razonabilidad de sus saldos, aplicando los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, Normas Ecuatorianas de Contabilidad (NEC) y Normas Ecuatorianas de Auditoría (NEA).

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1. Definición de Auditoría

Es el examen profesional, objetivo e independiente, de las operaciones financiera y administrativas, que se realiza con posterioridad a su ejecución en las entidades públicas o privadas y cuyo producto final es un informe conteniendo opinión sobre la información financiera y administrativa auditada, así como conclusiones y recomendaciones tendientes a promover la economía, eficiencia y eficacia de la gestión empresarial o gerencial, sin perjuicio de verificar el cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables.¹

1.1.1. Objetivo de una Auditoría

El objetivo de una auditoría de estados financieros es hacer posible al auditor expresar una opinión sobre si los estados financieros están preparados, en todos los aspectos importantes, de acuerdo con un marco de referencia identificado para informes financieros. La frase utilizada para expresar la opinión del auditor es “presentar razonablemente, en todos los aspectos importantes”.

El auditor deberá realizar una auditoría de acuerdo a las Normas Ecuatorianas de Auditoría. Estas contienen principios básicos y procedimientos esenciales junto con lineamientos relativos en forma de material explicativo o de otro tipo.¹

¹ Auditoría un Enfoque Integral

1.2. PRINCIPIOS DE CONTABILIDAD GENERALMENTE ACEPTADOS

Los principios de contabilidad generalmente aceptados establecen la base teórica y los lineamientos fundamentales que regulan los criterios seguidos para la elaboración de los estados contables e informes financieros sobre la evolución del patrimonio y sus transformaciones en el tiempo, los que en su conjunto, finalmente, expresan el universo de las transacciones y eventos que afectan la gestión patrimonial y los ingresos y egresos de la unidad económica.

Los principios de contabilidad deben aplicarse de manera conjunta y relacionada entre sí. Las bases conceptuales que los conforman guardan relación tanto con el proceso económico-financiero como con el flujo continuo de operaciones a los fines de identificarlas y cuantificarlas, de manera tal que satisfagan la necesidad de información de los responsables de la conducción del ente como así también a terceros interesados, y por lo tanto, les permitan adoptar decisiones sobre la gestión del mismo.²

1.2.1. POSTULADOS BÁSICOS

1.2.1.1. Equidad.

La equidad entre intereses opuestos debe ser una preocupación constante en la contabilidad, dado que los que se sirven o utilizan los datos contables pueden encontrarse ante el hecho de que sus intereses particulares se hallen en conflicto. De esto se desprende que los estados financieros deben prepararse de tal modo que reflejen con equidad, los distintos intereses en juego en una empresa.²

1.2.1.2. Ente.

Los estados financieros se refieren siempre a un ente donde el elemento subjetivo o el propietario es considerado como tercero. El concepto de "ente" es distinto del de "persona" ya que una misma persona puede producir estados financieros de varios "entes" de su propiedad.²

1.2.1.3. Bienes Económicos.

Los estados financieros se refieren siempre a bienes económicos, es decir bienes materiales e inmateriales que posean valor económico y por ende susceptibles de ser valuados en términos monetarios.²

1.2.1.4. Moneda de Cuenta.

Los estados financieros reflejan el patrimonio mediante un recurso que se emplea para reducir todos sus componentes heterogéneos a una expresión que permita agruparlos y compararlos fácilmente. Este recurso consiste en elegir una moneda de cuenta y valorizar los elementos patrimoniales aplicando un "precio" a cada unidad.²

1.2.1.5. Empresa en Marcha.

Salvo indicación expresa en contrario se entiende que los estados financiero pertenecen a una "empresa en marcha", considerándose que el concepto que informa la mencionada expresión, se refiere a todo organismo económico cuya existencia personal tiene plena vigencia y proyección futura.²

1.2.1.6. Valuación al Costo.

El valor de costo—adquisición o producción—constituye el criterio principal y básico de la valuación, que condiciona la formulación de los estados financieros llamados "de situación", en correspondencia también con el concepto de "empresa en marcha", razón por la cual esta norma adquiere el carácter de principio.

Esta afirmación no significa desconocer la existencia y procedencia de otras reglas y criterios aplicables en determinadas circunstancias, sino que, por el contrario, significa afirmar que en caso de no existir una circunstancia especial que justifique la aplicación de otro criterio, debe prevalecer el de "costo" como concepto básico de valuación.²

1.2.1.7. Ejercicio.

En las empresas en marcha es necesario medir el resultado de la gestión de tiempo en tiempo, ya sea para satisfacer razones de administración, legales, fiscales o para cumplir con compromisos financieros, etc. Es una condición que los ejercicios sean de igual duración, para que los resultados de dos o más ejercicios sean comparables entre sí.²

1.2.1.8. Devengado.

Las variaciones patrimoniales que deben considerarse para establecer el resultado económico son las que competen a un ejercicio sin entrar a considerar si se han cobrado o pagado.²

1.2.1.9. Objetividad.

Los cambios en los activos, pasivos y en la expresión contable del patrimonio neto, deben reconocerse formalmente en los registros contables, tan pronto como sea posible medirlos objetivamente y expresar esa medida en moneda de cuenta.²

1.2.1.10. Realización.

Los resultados económicos solo deben computarse cuando sean realizados, o sea cuando la operación que los origina queda perfeccionada desde el punto de vista de la legislación o prácticas comerciales aplicables y se hayan ponderado fundamentalmente todos los riesgos inherentes a tal operación. Debe establecerse con carácter general que el concepto "realizado" participa del concepto devengado.²

1.2.1.11. Prudencia.

Significa que cuando se deba elegir entre dos valores por un elemento del activo, normalmente se debe optar por el más bajo, o bien que una operación se contabilice de tal modo que la alícuota del propietario sea menor.

Este principio general se puede expresar también diciendo: "contabilizar todas las pérdidas cuando se conocen y las ganancias solamente cuando se hayan realizado".²

1.2.1.12. Uniformidad.

Los principios generales, cuando fuere aplicable, y las normas particulares utilizadas para preparar los estados financieros de un determinado ente deben ser aplicados uniformemente de un ejercicio al otro.

Debe señalarse por medio de una nota aclaratoria, el efecto en los estados financieros de cualquier cambio de importancia en la aplicación de los principios generales y de las normas particulares.²

1.2.1.13. Materialidad.

Al ponderar la correcta aplicación de los principios generales y de las normas particulares debe necesariamente actuarse con sentido práctico. Frecuentemente se presentan situaciones que no encuadran dentro de aquéllos y, que, sin embargo, no presentan problemas porque el efecto que producen no distorsiona el cuadro general.

Desde luego, no existe una línea demarcatoria que fije los límites de lo que es y no es significativo y debe aplicarse el mejor criterio para resolver lo que corresponda en cada caso, de acuerdo con las circunstancias, teniendo en cuenta factores tales como el efecto relativo en los activos o pasivos, en el patrimonio o en el resultado de las operaciones.²

1.2.1.14. Exposición.

Los estados financieros deben contener toda la información y discriminación básica y adicional que sea necesaria para una adecuada interpretación de la situación financiera y de los resultados económicos del ente a que se refieren.²

² Análisis Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados vigentes- Miller - Holzmann.

1.3. NORMAS ECUATORIANAS DE AUDITORÍA

Las Normas Ecuatorianas sobre Auditoría (NEA) se deben aplicar en la auditoría de los estados financieros.

Según el Instituto de Investigaciones Contables de la Federación Nacional de Contadores del Ecuador ha determinado que las Normas Ecuatorianas de Auditoría sean adoptadas a partir del 1 de octubre de 1999.

Las NEA contienen los principios básicos y los procedimientos esenciales junto con los lineamientos relacionados en forma de material explicativo y de otro tipo.

Los auditores deberán considerar las NEA como los principios básicos que deberán seguir en la realización de su trabajo. Los procedimientos precisos requeridos para aplicar estas normas se dejan al juicio profesional del auditor en particular y dependerán de las circunstancias de cada caso.³

³ Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Auditoría N.01 Objetivos y Principios Generales que regulan una Auditoría de Estados Financieros

1.3.1. NEA 4: DOCUMENTACIÓN

El propósito de esta Norma Ecuatoriana de Auditoría (NEA) es establecer normas y proveer lineamientos respecto de la documentación en el contexto de la auditoría de estados financieros.

El auditor deberá documentar los asuntos que son importantes para apoyar la opinión de auditoría y dar evidencia de que la auditoría se llevó a cabo de acuerdo con Normas Ecuatorianas de Auditoría.

Los papeles de trabajo pueden ser en la forma de datos almacenados en papel, microfilm, medios electrónicos, u otros medios.

Los papeles de trabajo:

- a) Ayudan en la planificación y realización de la auditoría;
- b) Ayudan en la supervisión y revisión del trabajo de auditoría; y
- c) Registran la evidencia de auditoría resultante del trabajo de auditoría efectuado, para apoyar a la opinión del auditor.

El auditor deberá registrar en papeles de trabajo la planificación, la naturaleza, oportunidad y el alcance de los procedimientos de auditoría efectuados, y por lo tanto de los resultados, y las conclusiones extraídas de la evidencia de auditoría obtenida.⁴

⁴ Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Auditoría N.04 Documentación.

1.3.2. NEA 5: FRAUDE Y ERROR

El propósito de esta Norma Ecuatoriana de Auditoría (NEA) es establecer normas y proporcionar lineamientos sobre la responsabilidad del auditor para considerar el fraude y error en una auditoría de estados financieros.

El término “fraude” se refiere a un acto intencional por parte de uno o más individuos de entre la administración, empleados, o terceros, que da como resultado una exposición errónea de los estados financieros. El fraude puede implicar:

- Manipulación, falsificación o alteración de registros o documentos.
- Malversación de activos.
- Supresión u omisión de los efectos de transacciones en los registros o documentos.
- Registro de transacciones sin sustancia.
- Mala aplicación de políticas contables.

El término “error” se refiere a equivocaciones no intencionales en los estados financieros, como:

- Equivocaciones matemáticas o de oficina en los registros subyacentes y datos contables.
- Omisión o mala interpretación de hechos.
- Mala aplicación de políticas contables.⁵

⁵ Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Auditoría N.05 Fraude y Error.

1.3.3. NEA 7: PLANIFICACIÓN

El propósito de esta Norma Ecuatoriana de Auditoría (NEA) es establecer normas y proveer lineamientos sobre la planificación de una auditoría de Estados Financieros. Esta NEA tiene como marco de referencia el contexto de las auditorías recurrentes. En una primera auditoría, el auditor puede necesitar extender el proceso de planificación más allá de los asuntos que aquí se discuten.

1.3.3.1. Planificación del trabajo

La planificación adecuada del trabajo de auditoría ayuda a asegurar que se presta atención adecuada a áreas importantes de la auditoría, que los problemas potenciales son identificados y que el trabajo es completado en forma expedita. El grado de planificación variará de acuerdo con el tamaño de la entidad, la complejidad de la auditoría y la experiencia del auditor con la entidad y conocimiento del negocio.

1.3.3.2. El plan global de auditoría

El auditor debería desarrollar y documentar un plan global de auditoría describiendo el alcance y conducción esperados de la auditoría.

Mientras que el registro del plan global de auditoría necesitará estar suficientemente detallado para guiar el desarrollo del programa de auditoría, su forma y contenido precisos variarán de acuerdo al tamaño de la entidad, las complejidades de la auditoría, la metodología y tecnología específicas usadas por el auditor.

1.3.3.3. El programa de auditoría

El auditor deberá desarrollar y documentar un programa de auditoría que exponga la naturaleza, oportunidad y alcance de los procedimientos de auditoría planificados que se requieren para implementar el plan de auditoría global.

El programa de auditoría sirve como un conjunto de instrucciones a los auxiliares involucrados en la auditoría y como un medio para el control y registro de la ejecución apropiada del trabajo. El programa de auditoría puede también contener los objetivos de la auditoría para cada área y un presupuesto de tiempo en el que son presupuestadas las horas para las diversas áreas o procedimiento de la auditoría.⁶

1.3.4. NEA 8: CONOCIMIENTO DE NEGOCIO

Al efectuar una auditoría de estados financieros, el auditor debería tener u obtener un conocimiento del negocio suficiente para que sea posible al auditor identificar y comprender los eventos, transacciones y prácticas que, a juicio del auditor, puedan tener un efecto importante sobre los estados financieros o en el examen o en el dictamen de auditoría.

El auditor debería asegurarse que los auxiliares asignados a un trabajo de auditoría obtengan suficiente conocimiento del negocio para que puedan desarrollar el trabajo de auditoría delegado a ellos.⁷

⁶ Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Auditoría N.07 Planificación.

⁷ Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Auditoría N.08 Conocimiento del Negocio.

1.3.5. NEA 10: EVALUACIÓN DE RIESGO Y CONTROL INTERNO

El auditor deberá obtener una comprensión suficiente de los sistemas de contabilidad y de control interno para planificar la auditoría y desarrollar un enfoque de auditoría efectivo. El auditor debería usar juicio profesional para evaluar el riesgo de auditoría y diseñar los procedimientos de auditoría para asegurar que el riesgo se reduce a un nivel aceptablemente bajo.

“Riesgo de auditoría” significa el riesgo de que el auditor dé una opinión de auditoría no apropiada cuando los estados financieros están elaborados en forma errónea de una manera importante. El riesgo de auditoría tiene tres componentes: riesgo inherente, riesgo de control y riesgo de detección.

“Riesgo inherente” es la susceptibilidad del saldo de una cuenta o clase de transacciones a una exposición errónea que pudiera ser de carácter significativo, individualmente o cuando se agrega con exposiciones erróneas en otras cuentas o clases, asumiendo que no hubo controles internos relacionados.

“Riesgo de control” es el riesgo de que una exposición errónea que pudiera ocurrir en el saldo de cuenta o clase de transacciones y que individualmente pudiera ser de carácter significativo o cuando se agrega con exposiciones erróneas en otros saldos o clases, no sea evitado o detectado y corregido con oportunidad por los sistemas de contabilidad y de control interno.

“Riesgo de detección” es el riesgo de que los procedimientos sustantivos de un auditor no detecten una exposición errónea que existe en un saldo de una cuenta o clase de transacciones que podría ser de carácter significativo, individualmente o cuando se agrega con exposiciones erróneas en otros saldos o clases.

El término “**Sistema de control interno**” significa todas las políticas y procedimientos (controles internos) adaptados por la administración de una entidad para ayudar a lograr el objetivo de la administración de asegurar, tanto como sea factible, la conducción ordenada y eficiente de su negocio, incluyendo adhesión a las políticas de administración, la salvaguarda de activos, la prevención y detección de fraude y error, la precisión e integridad de los registros contables, y la oportuna preparación de información financiera confiable.⁸

1.3.6. NEA 15: PROCEDIMIENTOS ANALÍTICOS

El auditor deberá aplicar procedimientos analíticos en las etapas de planificación y de revisión global de la auditoría. Los procedimientos analíticos pueden también ser aplicados en otras etapas.

“**Procedimientos analíticos**” significa el análisis de índices y tendencias significativo incluyendo las investigaciones resultantes de fluctuaciones y relaciones que son inconsistentes con otra información relevante o que se desvían de las cantidades pronosticadas.

El auditor deberá aplicar procedimientos analíticos en la etapa de planificación, y cerca del, final de la auditoría al formarse una conclusión global sobre si los estados financieros en su conjunto son consistentes con el conocimiento del auditor, del negocio.

⁸ Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Auditoría N.10 Evaluación de Riesgo y Control Interno.

Cuando los procedimientos analíticos identifican fluctuaciones o relaciones significativas que son inconsistentes con otra información relevante, o que se desvían de las cantidades pronosticadas, el auditor debería investigar y obtener explicaciones adecuadas y evidencia corroborativa apropiada.⁹

1.3.7. NEA 16: MUESTREO DE AUDITORÍA

El propósito de esta Norma Ecuatoriana de Auditoría es establecer normas y proporcionar lineamientos sobre el diseño y selección de una muestra de auditoría y la evaluación de los resultados de la muestra. Esta NEA aplica igualmente a los métodos de muestreo tanto estadístico como no estadísticos.

Cuando utilice métodos de muestreo ya sea estadísticos o no estadísticos el auditor debería diseñar y seleccionar una muestra de auditoría, realizar procedimientos de auditoría a partir de ahí y evaluar los resultados de la muestra a modo de proveer una apropiada y suficiente evidencia de auditoría.

“Muestreo de auditoría” significa la aplicación de procedimientos de auditoría menores al 100% de las partidas dentro del saldo de una cuenta o clase de transacciones para dar posibilidad al auditor de obtener y evaluar la evidencia de auditoría sobre alguna característica de las partidas seleccionadas para formar o ayudar a formar una conclusión con respecto a la población.¹⁰

⁹ Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Auditoría N.15 Procedimientos Analíticos.

1.3.7.1. Diseño de la muestra

Cuando diseña una muestra de auditoría, el auditor debería considerar los objetivos específicos de la auditoría, la población de la cual desea tomar muestra y el tamaño de la muestra.

El auditor debería seleccionar partidas de muestra de manera tal que pueda esperarse que la muestra sea representativa de la población.

Esto requiere que todas las partidas de la población tengan una oportunidad de ser seleccionadas.

1.3.7.2. Evaluación de resultados de la muestra

Habiendo llevado a cabo, en cada partida de la muestra, aquellos procedimientos de auditoría que sean apropiados para el objetivo particular de la auditoría, el auditor debería:

- a) Analizar cualesquier error detectados en la muestra;
- b) Proyectar los errores encontrados en la muestra a la población; y,
- c) Volver a evaluar el riesgo de muestreo.¹⁰

¹⁰ Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Auditoría N.16 Muestreo de Auditoría.

1.4. NORMA ECUATORIANA DE CONTABILIDAD

Esta norma debe ser aplicada en la presentación de todos los estados financieros de propósito general preparados y presentados de acuerdo con las Normas Ecuatorianas de Contabilidad.

El objetivo de las NEC es prescribir las bases de presentación de los estados financieros de propósito general, para asegurar la comparabilidad con los estados financieros de períodos anteriores de la misma empresa y con los estados financieros de otras empresas. Para lograr este objetivo, esta norma establece consideraciones generales para la presentación de los estados financieros, orientación para su estructura y requerimientos mínimos para el contenido de los estados financieros.¹¹

1.4.1. NEC 9: INGRESOS

Esta norma debe ser aplicada por todas las empresas en el reconocimiento del ingreso que se origina de las transacciones y eventos siguientes:

- a) la venta de bienes o mercancías;
- b) la prestación de servicios; y
- c) el uso por parte de otros de los activos de la empresa que rinden interés, regalías y dividendos.

El uso por parte de otros de los activos de una empresa da lugar a ingresos en la forma de:

- a) Interés-cargos por el uso de efectivo o equivalentes de efectivo por cantidades adeudadas a la empresa;

¹¹ Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Contabilidad N.01 Presentación de Estados Financieros.

- b) Regalías-cargos por el uso de activos a largo plazo de la empresa, por ejemplo patentes, marcas registradas, derechos de autor y programas de computación; y
- c) Dividendos-distribuciones de utilidades a los propietarios de inversiones de capital en proporción a su tenencia en una clase particular de capital.

1.4.1.1. Definiciones

Los siguientes términos se usan en esta Norma con los significados que se indican:

1.4.1.1.1. Ingreso

Es la entrada bruta de beneficios económicos durante el período que se originan en el curso de las actividades ordinarias de una empresa, cuando estas entradas dan como resultado aumentos de patrimonio distintos a los que se deriva de contribuciones de los propietarios del patrimonio.

1.4.1.1.2. Valor justo

Es la cantidad por la que podría ser intercambiado un activo, o liquidado un pasivo, entre partes informadas y dispuestas en una transacción de libre competencia.

El ingreso incluye sólo las entradas brutas de beneficios económicos recibidos y por recibir por la empresa en su propio beneficio.¹²

¹² Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador. Normas Ecuatorianas de Contabilidad N.09 Ingresos.

1.5. LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.5.1. CAPÍTULO I

1.5.1.1. DISPOSICIONES FUNDAMENTALES

Art. 1.- Deber del Estado.

El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

Art. 2.- Concesiones y Permisos.

El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, sólo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Art. 3.- Medio Ambiente.

En todos los casos los generadores, transmisor y distribuidores observarán las disposiciones legales relativas a la protección del medio ambiente.

Previo a la ejecución de la obra, los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica deberán cumplir las normas existentes en el país de preservación del medio ambiente.

Para ello deberá contarse con un estudio independiente de evaluación del impacto ambiental, con el objeto de determinar los efectos ambientales, en sus etapas de construcción, operación y retiro; dichos estudios deberán incluir el diseño de los planes de mitigación y/o recuperación de las áreas afectadas y el análisis de costos correspondientes.¹³

1.5.2. CAPÍTULO II

1.5.2.1. DISPOSICIONES GENERALES

Art. 4.- Ámbito de Aplicación.

La presente Ley regula las actividades de generación de energía eléctrica que se origine en la explotación de cualquier tipo de fuente de energía, cuando la producción de energía eléctrica es colocada en forma total o parcial en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), o en un sistema de distribución y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como también su importación y exportación.

Tales actividades y servicios podrán ser delegados al sector privado de conformidad con lo previsto en esta Ley.

Art. 5.- Objetivos.

Fíjense los siguientes objetivos fundamentales de la política nacional en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad:

- a) Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- b) Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;
- d) Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos;
- e) Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
- f) Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;
- g) Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;
- h) Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- i) Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
- j) Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
- k) Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

Art. 6.- Afectación al Servicio Público.

El Estado es titular irrenunciable del servicio de energía eléctrica. Todos los bienes e instalaciones que sean necesarios para cumplir con el objeto de las concesiones, permisos, autorizaciones o licencias para generación, transmisión, o distribución, estarán afectados al servicio público y no podrán ser retirados sin autorización del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, previo el informe del Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, el cual versará exclusivamente sobre aspectos de seguridad nacional.¹³

1.5.3. CAPÍTULO III

1.5.3.1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Art. 11.-

El sector eléctrico nacional estará estructurado de la siguiente manera:

- a) El Consejo Nacional de Electricidad;
- b) El Centro Nacional de Control de la Energía;
- c) Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
- d) La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
- e) Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.¹³

1.5.4. CAPÍTULO IV

1.5.4.1. CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, CONELEC

Art. 12.- Constitución.

Créase el Consejo Nacional de la Electricidad CONELEC, como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa.

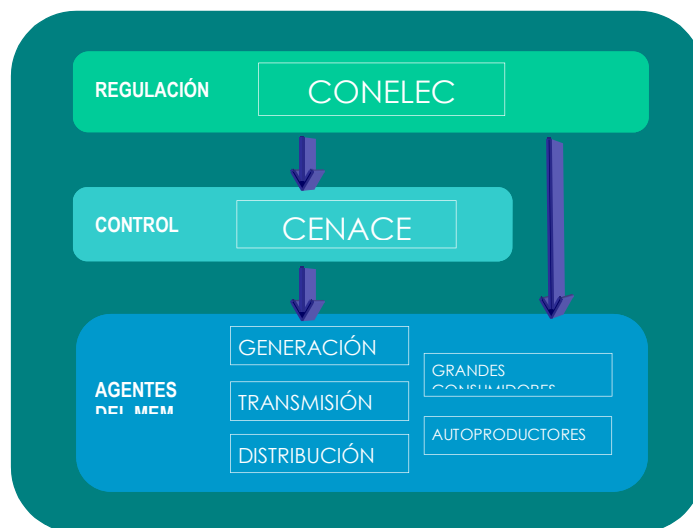


Gráfico 1.1
CONELEC

El CONELEC no ejercerá actividades empresariales en el sector eléctrico. Se encargará de elaborar planes para el desarrollo de la energía eléctrica. Ejercerá además todas las actividades de regulación y control definidas en esta Ley.

Tendrá su sede en la capital de la República, aprobará su estructura orgánica y los reglamentos internos que se requiera para su funcionamiento.

Sus actuaciones se sujetarán a los principios de descentralización, desconcentración, eficiencia y desregulación administrativa que establece la Ley de Modernización.

Art. 13.- Funciones y Facultades.

El CONELEC tendrá las siguientes funciones y facultades:

- a) Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional;
- b) Elaborar el Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía eléctrica, y en particular la de generación basada en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, promoviendo su ejecución oportuna agotando para ello los mecanismos que la Ley le concede. Para tal efecto, mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público; o, concesionados de acuerdo al Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.
- c) Preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República el Reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran para la aplicación de esta Ley;
- d) Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución, de conformidad con lo establecido en el Capítulo VIII de esta Ley;

- e) Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgo de falla y de calidad de los servicios prestados; y las demás normas que determinen la Ley y los reglamentos. A estos efectos las sociedades y personas sujetas a su control, están obligadas a proporcionar al CONELEC, la información técnica y financiera que le sea requerida;
- f) Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus servicios asegurando el pago del correspondiente peaje;
- g) Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad, según el artículo 38 de esta Ley;
- h) Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante los procedimientos establecidos en la Ley.¹³

1.5.5. CAPÍTULO V

1.5.5.1. CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA CENACE

Art. 22.- Personalidad Jurídica.

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE, se constituirá como una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encargará del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final. Su organización y funcionamiento constará en su estatuto constitutivo.

El CENACE estará dirigido por un Directorio formado por:

1. Un Delegado Permanente del Presidente de la República quien lo presidirá;
2. Dos Delegados de las empresas concesionarias de generación;
3. Dos Delegados de las empresas concesionarias de distribución;
4. Un Delegado de la empresa concesionaria de transmisión; y,
5. Un delegado por los grandes consumidores que tengan contratos a largo plazo.

La designación de los delegados ante el Directorio de la Corporación, se efectuará de conformidad con el Reglamento respectivo.¹³

1.5.6. CAPÍTULO VI

1.5.6.1. DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Art. 26.- Régimen de las empresas de generación, transmisión y distribución.

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica será realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad con esta Ley y la de Compañías. Las compañías a las que se refiere esta disposición, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las personas jurídicas de derecho privado.

Art. 27.- De la participación del sector privado.

El sector privado podrá participar en el capital social de empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los trabajadores, ex-trabajadores y jubilados del sector eléctrico tendrán derecho a adquirir acciones a precio de mercado hasta por el diez por ciento del capital suscrito en dichas empresas, directamente del Fondo de Solidaridad o mediante compensación, conforme a lo que disponga el Reglamento correspondiente.

Art. 38.- Prohibición de Monopolios y Garantías por parte del Estado.

La presente Ley impone y garantiza la segmentación y separación jurídica y económica entre generadores, transmisor y distribuidores.

Por lo tanto, la presente Ley prohíbe expresamente conductas monopólicas, tales como la colusión para la fijación de precios por encima de aquellos que existirían en ausencia de dicha conducta colusiva.

Políticas predatorias tendientes a excluir del mercado eléctrico a empresas rivales o a dificultar el ingreso de nuevas, especialmente generadores; la discriminación, en igualdad de condiciones de precios o de tratamiento con respecto al acceso a las instalaciones del transmisión y distribución; y otras similares por parte de los generadores, el transmisor o los distribuidores y que tengan por efecto eliminar o dificultar la libre competencia en el sector eléctrico o perjudicar a los consumidores por la vía de los precios.¹³

1.5.7. CAPÍTULO VII

1.5.7.1. DE LAS CONCESIONES

Art. 40.- De los concesionarios.

Los proyectos a ser concesionados por el CONELEC mediante licitación pública, serán aquellos que consten en el Plan Maestro de Electrificación aprobado por el CONELEC de conformidad a lo establecido en esta Ley.

El sector privado podrá proponer, a su riesgo, el desarrollo de otros proyectos alternativos que deberán ser previamente aprobados por el CONELEC en cuyo caso, pasarán a formar parte del Plan Nacional de Electrificación y serán ejecutados por el proponente sin necesidad de licitación ni concurso.

El Estado ecuatoriano no garantizará a generador alguno la producción, precio, utilidad de la inversión y mercado de energía eléctrica.

Sin embargo, el Estado por intermedio del Ministerio de Economía y Finanzas garantizará el pago a los generadores que, cumpliendo con los requisitos que prevé la Ley, suscriban contratos de compraventa de potencia y energía, esta última respaldada con su capacidad de producción, con empresas distribuidoras en las que las instituciones del Estado descritas en el artículo 118 de la Constitución Política de la República, tengan participación accionaria superior al cincuenta por ciento (50%) y el precio medio de la compraventa de potencia y energía sea al menos menor en un 10% que el precio referencial de generación (PRG) vigente al momento de la suscripción del contrato.¹³

1.5.8. CAPÍTULO VIII

1.5.8.1. MERCADOS Y TARIFAS

Art. 45.- Del Mercado Eléctrico Mayorista.

El mercado eléctrico mayorista (MEM) estará constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado.

Las transacciones que podrán celebrarse en este mercado son únicamente ventas en el mercado ocasional o contratos a plazo. El mercado eléctrico mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente se incluirán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Art. 46.- Contratos a Plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista.

En el Mercado Eléctrico Mayorista, los contratos a plazo son los que libremente o mediante concurso público se acuerdan entre generadores y grandes consumidores y los que celebren los generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año y a ser cumplidos a través del Centro Nacional de Control de Energía.

Dentro del plazo de 10 días posteriores a su celebración, los contratos a plazo deberán ser registrados en el CENACE y su vigencia se iniciará 20 días después de su registro.

Art. 47.- Mercado Ocasional.

Los generadores podrán vender energía en el mercado ocasional. Los generadores, distribuidores y grandes consumidores podrán, por su parte, comprar en el mercado ocasional.

El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, comunicará a todos quienes intervengan en el mercado, el precio de venta de la energía para cada período horario, determinado como el costo marginal horario.

Este precio será igual para todas las ventas realizadas durante el período de que se trate. A este precio se agregará el valor del cargo de capacidad o potencia establecido en el reglamento correspondiente, siempre y cuando esta potencia no esté comprometida en contratos.

Las transacciones en dicho mercado se ajustarán a las siguientes reglas:

Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el CENACE, conforme lo establece esta Ley; y, Las compras que realicen los generadores, distribuidores y grandes consumidores en el mercado ocasional se valorizarán al precio marginal horario que fije el CENACE.

A este precio se agregará el valor del costo de capacidad o potencia y el costo de las pérdidas del sistema nacional de transmisión, cargos que serán definidos en el reglamento respectivo.

Art. 51.- De las Tarifas: Precios Sujetos a Regulación

Los precios sujetos a regulación se denominarán de aquí en adelante tarifas y corresponderán únicamente a los siguientes:

- a) Las transferencias de potencia y energía entre generadores, que resulten de la operación a mínimo costo del Sistema Nacional Interconectado, cuando ellas no estén contempladas en contratos a plazo. Las tarifas aplicadas a estas transferencias serán calculadas por el CENACE;
- b) Las transferencias de potencia y energía de generadores a distribuidores, las cuales serán calculadas por el CENACE y aprobadas por el CONELEC, con la excepción señalada en el artículo 54;

- c) Las tarifas de transmisión, que compensen el uso de las líneas de transmisión, subestaciones de transformación y demás elementos constitutivos del sistema de transmisión las cuales serán aprobadas por el CONELEC;
- d) El peaje por el uso, por parte de terceros, del sistema de distribución, el cual será igual al Valor Agregado de Distribución (VAD) aprobado por el CONELEC menos los costos asociados al cliente, según el artículo 58 de esta Ley; y,
- e) Las tarifas por suministros a consumidores finales abastecidos por empresas de distribución que no tengan o no hayan ejercido la opción de pactar libremente sus suministros, las cuales serán aprobadas en forma de pliegos tarifarios por el CONELEC.

Art. 56.- Valor Agregado de Distribución (VAD).

El valor agregado de distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados, que tenga características de operación similares a las de la concesionaria de distribución de la cual se trate.

Para calcular el valor agregado de distribución se tomará en cuenta las siguientes normas:

- a) Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía;
- b) Pérdidas técnicas medias de potencia y energía;

- c) Costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución en la empresa de referencia por unidad de potencia suministrada; y,

Costos de expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de sistemas de alumbrado público que utilicen energía eléctrica.¹³

1.5.9. CAPÍTULO IX

1.5.9.1. RECURSOS ENERGÉTICOS NO CONVENCIONALES

Art. 63.

El Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas.

El CONELEC asignará con prioridad fondos del FERUM a proyectos de electrificación rural a base de recursos energéticos no convencionales tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras de similares características.

Art. 64.

El Consejo Nacional de Electrificación dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.¹³

1.5.10. CAPÍTULO X

1.5.10.1. DERECHOS LABORALES

Art. 65.- De los derechos de los trabajadores.

Se garantizan de manera expresa los derechos laborales, sindicales y la estabilidad consagrada en la legislación laboral y contratos colectivos de los trabajadores del sector eléctrico, así como su incorporación preferente al CONELEC, al CENACE, y a las empresas constituidas con el aporte de activos de propiedad del Estado.

Adicionalmente, los trabajadores, ex-trabajadores y jubilados del sector eléctrico tendrán derecho a adquirir acciones de propiedad del Fondo de Solidaridad a precio de mercado en empresas de generación, transmisión y distribución eléctrica, bajo el límite y en las condiciones establecidas en esta Ley.¹³

1.5.11. CAPÍTULO XI

1.5.11.1. EXENCIONES Y EXONERACIONES

Art. 66.- Constitución y reformas de estatutos.

Todos los actos y contratos para el perfeccionamiento de la constitución, fusiones o escisiones de las compañías de generación, transmisión y distribución eléctrica en las que tenga participación el Estado, así como los aumentos de capital, en la parte que corresponda al aporte de activos de propiedad de instituciones del Estado o la capitalización de cuentas a las que tuviere derecho, incluyendo expresamente las cuentas derivadas de mecanismos de revalorización o reexpresión monetaria, están exentos de todo tributo fiscal, municipal o especial, y no causarán gravámenes, impuestos, ni contribuciones especiales de ninguna naturaleza.¹³

¹³ Ley de Régimen del Sector Eléctrico Decreto Ejecutivo No.368 de 3 de diciembre de 1996.

CAPÍTULO II

CONOCIMIENTO DEL NEGOCIO

CAPÍTULO II

RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN

2.1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA

La constitución de Red Eléctrica Corporación fue autorizada mediante Decreto Ejecutivo N° 712 emitido el 8 de Agosto del 2003. Se crea como una persona jurídica de derecho privado, con finalidad pública, sin fines de lucro, con patrimonio y fondos propios, con domicilio en la ciudad de Guayaquil, con capacidad para ejercer derechos y contraer obligaciones, que se rige por las disposiciones del Título XXIX, del Código Civil y su Estatuto.

Su función es administrar el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica para el área de concesión Guayaquil y la actividad de generación y llevar a cabo todas las acciones necesarias con el fin de prestar el servicio público indicado, para la cual, utilizará los bienes, instalaciones y demás recursos afectos al servicio público y que sean necesarios para cumplir su objetivo, sin perjuicio de la obligación de reconocer a favor de los propietarios, los pagos a que tuviere derecho por el uso que se haga de sus propiedades.

A pesar de que la Corporación, por la forma de su constitución, esta encargada de administrar las actividades de generación y distribución, para su gestión y en cumplimiento con disposiciones expresas de la Ley de Régimen del Sistema Eléctrico, debe mantener separadas las actividades de generación y comercialización. Para esto, ha dividido y establecido un manejo independiente de los bienes y actividades de generación de los de distribución y comercialización, identificándose como REC-Generación y REC-Distribución, respectivamente.

2.1.1. Disolución de la Corporación

De acuerdo con disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo N° 712, Red Eléctrica Corporación se disolverá una vez que el CONELEC otorgue las concesiones respectivas a los nuevos concesionarios y estos inicien su operación. La transferencia de todos los activos, pasivos y resultados de la gestión de la Corporación a los nuevos concesionarios, será realizada con autorización del CONELEC.¹⁴

¹⁴ http://www.udeleg.gov.ec/sitio/index.php?option=com_content&view=article&id=134:un-ente-público-sustituira-a-REC&catid=41:noticias-de-medios&Itemid=56. Diario el Telégrafo 31 de Diciembre 2008.

2.1.2. Capacidad Generadora y de Expansión

REC genera energía a través de plantas propias y adquisición a terceros.

Capacidad Generadora y de Expansión

REC genera energía a través de plantas propias y adquisición a terceros

Generación Propia	Vapor MWh		Gas MWh		Total en MWh	
	31/07/2006	31/12/2015	31/07/2006	31/12/2005	31/07/2006	31/12/2005
PLANTA						
San Tomas	94.124,81	198.980,97	17.217,41	51.798,14	111.342,22	250.779,11
San Felipe			130.842,66	66.073,90	130.842,66	66.073,90
					<u>242.184,88</u>	<u>316.853,01</u>

Energía Comprada

31/07/2006	2,078,670,970 Kwh - de los cuales el 63% proviene del mercado SPOT
31/07/2005	3,396,535,313 KWh - de los cuales el 81.58% proviene del Mercado SPOT

Tabla 2.1
Capacidad generadora y de Expansión, Análisis de energía Comprada

2.1.3. Situación Laboral

La Corporación no mantiene trabajadores en relación de dependencia. Sin embargo, asume solidariamente la responsabilidad de una carga laboral de 944 trabajadores de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA).

Mediante acta de convenio de prorroga de la vigencia del XXI contrato colectivo de trabajo suscrita con el comité de trabajadores de esa empresa el 3 de noviembre del 2003.

2.1.4. Negocio en Marcha

Red Eléctrica Corporación fue constituida con la condición de que se liquidará una vez que se formen sociedades anónimas, que recibirán las concesiones para la generación y distribución del servicio de energía eléctrica para Guayaquil.

Bajo las condiciones del Fideicomiso Local, el 13 de octubre del 2003 se registró la constitución de dos sociedades anónimas; sin embargo, hasta la fecha no se ha implementado ningún proceso de transferencia ni concesión. Esta situación crea una existencia incierta en la vida de Red Eléctrica Corporación.¹⁵

En aproximadamente 36 meses de operación después de su creación como corporación REC reporta pérdidas por \$126.867.432,80 para el 2005, lo que asegura que, sin ningún salvataje, el valor líquido a transferir serán pasivos que, sin una contrapartida apropiada, ninguna sociedad anónima tendrá interés en recibirlos.

¹⁵ http://www.elmercurio.com.ec/web/titulares.php?nuevo_mes=03&nuevo_ano=2005&dias=5&seccion=LPdYzLB.

Los estados financieros han sido preparados asumiendo que la corporación continuará como un negocio en marcha.¹⁶

2.1.5. Legislación reguladora

La actividad de generación o producción de energía eléctrica y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, están regulados por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), su Reglamento General, el Centro Nacional de Control de Energía- CENACE¹⁷ y por las regulaciones expedidas por el Consejo Nacional de Electricidad- CONELEC¹⁸. Adicionalmente, Red Eléctrica Corporación se rige su reglamento y normas relativas del Código Civil.

2.1.6. La representación legal

La representación legal de Red Eléctrica Corporación la ejerce el Director Ejecutivo, quien es designado por el Directorio.

2.2. Misión

Red Eléctrica Corporación de Guayaquil - Servicio Generación tiene como misión principal, generar energía a través de las centrales Termoeléctrica San Tomas y San Felipe contando con principios de alta calidad y confiabilidad, además de garantizar el desarrollo económico y social de Guayaquil.

¹⁶ Información brindada por la Gerencia de Contabilidad-Datos Estados Financieros año 2005.

¹⁷ <http://www.cenace.org.ec/> -Centro Nacional de Control de Energía.

¹⁸ <http://www.conelec.gov.ec/> -Consejo Nacional de Electricidad.

2.3. Visión

Red Eléctrica Corporación de Guayaquil es una empresa moderna, versátil, sin fines de lucro y líder en la generación de energía eléctrica a nivel nacional contando con talento humano ecuatoriano altamente calificado y competitivo.

Desarrollará y suministrará servicios de calidad que superen las expectativas del mercado, mediante la optimización de procesos, costos y recursos. Aplicará políticas para garantizar la preservación del medio ambiente asegurando el bienestar del personal de REC-SG Y REC-SD.

2.4. ANÁLISIS FODA

2.4.1. FORTALEZAS

- Al ser usuario de REC los consumidores no necesitan invertir en la instalación de nuevos equipos según regulación del CONELEC.
- Al ser usuario o tener contrato con Red Eléctrica Corporación, esta brindará servicio técnico de inmediatamente sin la necesidad de ser notificados por el CENACE.
- Al ser usuario o tener contrato con REC los consumidores solo pagarán una factura.
- REC tiene las tarifas más bajas del país para usuario regulado.
- Dentro del área de concesión de REC, existen más del 40% de grandes consumidores a nivel nacional.
- Al tener un contrato con la REC, el gran consumidor, se entenderá con un solo agente y no con varios.

- El gran consumidor, se desligará de cumplir con algunas regulaciones, como son el esquema de alivio de carga, el sistema de medición comercial, el envío de información diariamente y de recopilar certificados de cada agente cada vez que desee renovar la calificación.

2.4.2. OPORTUNIDADES

- Actualmente 13 clientes no tienen contrato ya que su generadora paró su funcionamiento y han entrado como usuarios regulados, los cuales podrían aceptar contratos con REC.
- A los nuevos grandes consumidores se les puede ofrecer mejores contratos ya que REC tiene precios muy competitivos.
- La inestabilidad del mercado eléctrico, debido a los problemas de escasez de energía, al período de estiaje, y a los factores de la naturaleza.
- El crecimiento de la demanda (nuevos GCE), es mucho mayor al crecimiento de centrales generadoras con costos de energía bajos.
- Las empresas Hidroeléctricas en actual funcionamiento, están elevando sus costos y haciendo contratos con cláusulas no convenientes para los grandes consumidores.

2.4.3. DEBILIDADES

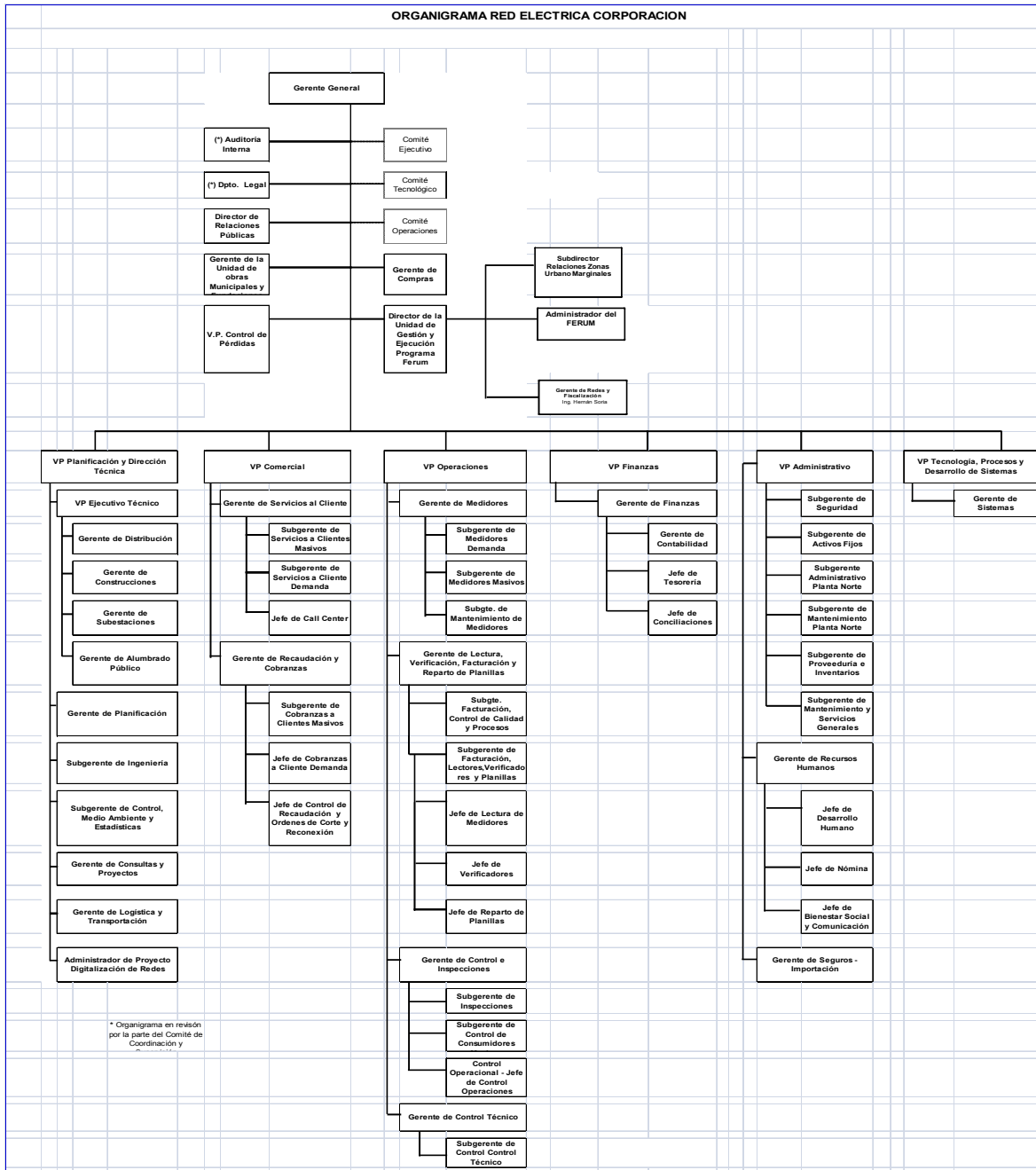
- Falta de información actualizada y confiable sobre las redes eléctricas, los usuarios que reciben energía de las mismas (usuarios registrados y no registrados) y sobre las curvas de demanda en cada elemento del sistema.
- Excesivas pérdidas de potencia y energía eléctrica.
- Alta cartera vencida.

- Administración con influencias políticas y de grupos de poder ya que actualmente tiene Administración Temporal del CONELEC.
- Ampliaciones y modificaciones del sistema sin la suficiente planificación y optimización técnico-económica.
- Falta de cumplimiento con la disposición de escindir su generación.
- Características técnicas inadecuadas de equipos y redes.
- Protecciones de sobre corriente y sobrevoltaje sin adecuada coordinación.
- Compra energía en el Mercado Ocasional.
- El precio del contrato está determinado en base al precio de la tarifa regulada.

2.4.4. AMENAZAS

- Disminución de requisitos para la calificación de nuevos Grandes Consumidores.
- Falta de información de los Grandes Consumidores Eléctricos sobre costos finales siendo usuarios o teniendo contratos con REC vs tener contrato con otra Generadora.
- Construcción de centrales Hidroeléctricas.
- Crecimiento de los proyectos auto-generadores
- Falta de apoyo por parte de la nueva administración de Red Eléctrica Corporación.
- Creación de contratos por parte de las empresas generadoras, más convenientes para los grandes consumidores.

2.5. Estructura Organizacional



Fuente: Directorio Ejecutivo.

Gráfico 2.1
Organigrama Funcional de Red Eléctrica Corporación

2.5.1. Funciones de las Áreas o Departamentos de Red Eléctrica Corporación.¹⁹

2.5.1.1. Vicepresidencia de Planificación y Dirección Técnica.

- ✓ Elaboración del Plan de Expansión de REC.
- ✓ Aprobación de proyectos de Subestaciones y líneas de Alta Tensión.
- ✓ Aprobación de servicios y solicitudes en Baja y Media Tensión.
- ✓ Liquidación de la compra y venta de energía de clientes regulados y grandes consumidores del MEM.
- ✓ Operación y mantenimiento del servicio eléctrico de Guayaquil.
- ✓ Instalación y mantenimiento del Alumbrado Público de Guayaquil.
- ✓ Montaje y mantenimiento de subestaciones y redes.

2.5.1.2. Vicepresidencia Comercial

- ✓ Aplica las normas y procedimientos establecidos por la Empresa para la prestación del servicio eléctrico.
- ✓ Atender las solicitudes de nuevos clientes y otros servicios solicitados por los abonados. (Contratación de servicios).
- ✓ Emitir los recibos por depósito en garantía y otros conceptos, de conformidad con las normas vigentes.
- ✓ Receptar y atender las solicitudes de aprobación de proyectos.
- ✓ Efectuar la lectura de los medidores de ciclos masivos y detectar las novedades en los servicios instalados (Novedades de lectura).
- ✓ Tramitar las devoluciones de los depósitos en garantía de los servicios retirados.

2.5.1.3. Estructura y funciones de la Vicepresidencia de Finanzas

La Vicepresidencia de Finanzas tiene a cargo la contabilidad y finanzas de REC, entre lo que se encuentra el control de las facturas comerciales tanto para cobros y pagos.

Esta Vicepresidencia está estructurada de la siguiente manera:

- ✓ Gerencia de Finanzas
- ✓ Gerencia de Contabilidad

2.5.1.4. Vicepresidencia de lo Administrativo

Esta Vicepresidencia está estructurada de la siguiente manera:

- ✓ Gerencia de Recursos Humanos
- ✓ Gerencia de Seguros-Importación
- ✓ Subgerencia de Seguridad
- ✓ Subgerencia de Activos Fijos
- ✓ Subgerencia Administrativa Planta Norte.

Las principales funciones y responsabilidades de esta Vicepresidencia son, entre otras:

- ✓ Control del personal de REC.
- ✓ Seguridad de la empresa.
- ✓ Mantenimiento y servicios generales de la empresa.¹⁹

¹⁹ Descripción de Funciones de algunas Áreas importantes del Organigrama Funcional de REC

2.6. Resumen de las Políticas de Contabilidad más importantes.²⁰

2.6.1. Base de presentación

La Corporación mantiene sus registros contables en US Dólares, moneda de uso corriente en la República del Ecuador y, de acuerdo con Normas Ecuatorianas de Contabilidad - NEC emitidas por la Federación Nacional de Contadores y aplicando el "Sistema Uniforme de Cuentas para los Organismos del Sistema Eléctrico" (SUCOSE), emitido por el Ex – INECEL.

2.6.2. Red Eléctrica Corporación ha dividido el negocio en dos unidades

Generación y Distribución. Tanto la gestión como los procesos contables e información financiera se manejan de manera independiente, siendo responsabilidad de la distribuidora la consolidación anual de la información contable.

2.6.3. Inversiones temporales

Están registradas a su valor nominal y los rendimientos se registran por el método del devengado.

2.6.4. Provisión para cuentas incobrables

Red Eléctrica Corporación establece, con cargo a resultados, una provisión para cubrir pérdidas que pueden llegar a producirse en la recuperación de las cuentas por cobrar a clientes, esta provisión fue constituida sobre la base del 10% del saldo de cuentas por cobrar- facturación.

2.6.5. Inventarios

Se registran al costo. Su valoración se determina utilizando el método promedio, cuyo resultado no es mayor que el valor de mercado. Las importaciones en tránsito son registradas al costo específico de las facturas más los gastos de nacionalización.

La Corporación presenta provisión por obsolescencia de inventarios de materiales y suministros, constituida en años anteriores por la Empresa Eléctrica (ENEL).

2.6.6. Gastos pagados por anticipado

Están registradas al costo según facturas o reportes internos. Las primas por pólizas de seguros se amortizan conforme el plazo de la póliza. Los otros anticipos se amortizan en los plazos de ejecución de los contratos.

2.6.7. Activos Fijos

Están registrados al costo de adquisición. En el 2005 se reclasificaron a la cuenta patrimonial del Fideicomiso Local las erogaciones por mantenimiento y reparaciones se cargan a gastos al incurrirse en ellas, mientras que las mejoras de importancia se capitalizan.

La depreciación se efectúa de acuerdo a los años de vida útil del bien, aplicando el método de línea recta, utilizando las tasas que al respecto contempla el Sistema Uniforme de Cuentas para los Organismos del Sistema Eléctrico (SUCOSE).

Los que en algunos casos coinciden con los establecidos en el Reglamento de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario Interno.

La tasa se aplica a los activos fijos clasificados por grupos, según el cuadro que se detalla a continuación:

Activos Fijos	Años	%	
<u>EDIFICIOS</u>			
Sistema de Distribución-Subestaciones	30	3,33	
Edificios y Estructuras (mamparas)	<u>20</u>	5,00	(1)
<u>SUBTRASMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN</u>			
Equipos de Subestaciones	30	3,33	
Ductos Subterráneos	30	3,33	
Conductores Subterráneos	30	3,33	
Conductores Aéreos	25	4,00	
Postes y Accesorios	25	4,00	
Transformadores y Accesorios	25	4,00	
Medidores y Accesorios	15	6,67	
Alumbrado Público	20	5,00	
Construcciones, en Áreas Urbano-Marginal	20	5,00	(1)
<u>EQUIPO GENERAL</u>			
Oficina	10	10,00	(1)
Talleres	10	10,00	(1)
Computación	3	33,33	(1)
Transporte	5	20,00	(1)
Comunicaciones	3	33,33	(1)
Laboratorio	10	10,00	(1)
Misceláneos-Herramientas	10	10,00	(1)
Otros Equipos	10	10,00	(1)

Tabla 2.2
Porcentajes de Depreciación de Activos Fijos

(1) Es el porcentaje establecido en la Ley de Régimen Tributario Interno.

2.6.8. Otros activos

Se registran órdenes de trabajo en proceso, al costo según desembolsos o transferencias de otras cuentas de activo.

2.6.9. Reserva para jubilación patronal

El Art. 219 del código del trabajo y el contrato colectivo establece la obligación por parte del empleador, de conceder jubilación patronal a todos aquellos trabajadores que por 25 años o más hubieren prestado servicios, continua o interrumpidamente en una misma compañía.

Para el efecto la Corporación contrató a una firma de actuarios profesionales para realizar el estudio actuarial que establezca la reserva de jubilación patronal requerida. Tal reserva es constituida a favor de los trabajadores de la Empresa Nacional Eléctrica (ENEL), cuya porción correspondiente al año 2004 fue registrada como gasto de la Corporación por US\$2,489,011.83 Este cálculo no incluye al personal que presta servicios en la actividad de generación.

2.6.10. Reconocimiento de ingresos

La venta de energía eléctrica a los usuarios finales del servicio de distribución, es reconocida en resultados en base a la facturación emitida mensualmente. La venta por potencia y energía de la actividad de generación, es reconocida en resultados en base a las liquidaciones de compra-venta de energía realizadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

De acuerdo con regulación del CENACE, a partir de octubre del 2003 la venta de potencia y energía en el mercado ocasional (SPOT) es facturada directamente por las generadoras, en función de la liquidación que establece el CENACE.

2.6.11. Precio de venta (tarifa) de energía a usuarios finales

Es establecido por el CONELEC. Las actuales rigen por Resolución No. 056/04 del 31 de marzo del 2004 y, está vigente hasta la fecha de nuestra revisión.

2.6.12. Costo de operación

Es contabilizado en resultados en la medida en que son incurridos. El costo de operación del servicio de distribución y comercialización está representado por las compras de energía eléctrica, en tanto que el costo de la actividad de generación está constituido principalmente por el costo del combustible, mantenimiento de centrales y demás costos fijos y variables.

2.6.13. Precio de compra de energía local

De conformidad con el reglamento para el funcionamiento del MEM, el precio de compra es fijado por el CENACE en función a las horas de consumo, con corte mensual, por las cuales se emite una liquidación que es facturada en el siguiente mes.

2.6.14. Ingresos extraordinarios por déficit tarifario

Corresponde al reconocimiento por parte del Estado Ecuatoriano de la diferencia entre el precio referencial de generación, aplicado en el cálculo de la tarifa al usuario final y el costo de generación.

2.6.15. Intereses ganados

Los provenientes de la cartera de abonados vencidos son registrados mensualmente en otros ingresos en base al método del devengado, al igual que los generados en cuentas bancarias e inversiones temporales.

2.6.16. Intereses pagados

Son reconocidos en resultados mediante el método del devengado para obligaciones generadas en pasivos a corto plazo.

2.6.17. Impuesto a la renta

De acuerdo con el Art. 9, numeral 5 de la Ley de Régimen Tributario Interno, la Corporación está exenta de la determinación y liquidación del impuesto a la renta. El Servicio de Rentas Internas verificará que las corporaciones creadas al amparo del Código Civil, sean exclusivamente sin fines de lucro, se dediquen al cumplimiento de sus objetivos estatutarios y, que sus bienes e ingresos se dediquen en su totalidad a sus formalidades específicas.

2.6.18. Recaudaciones a nombre de terceros

Las planillas por cobrar a los usuarios incluyen valores por cobrar por cuenta de terceros, correspondiente a tasas e impuestos municipales. Al emitir la facturación estos conceptos son registrados en cuentas de orden – tasas e impuestos y una vez que se recupera la cartera se contabilizan a una cuenta por pagar a entidades estatales, las que se liquidan con el pago respectivo.

2.6.19. Cuentas de Orden

Se registra el valor de las cuentas de control que no afecta la posición financiera ni resultados de la Corporación.²⁰

2.7. Descripción del Sistema

El sistema eléctrico de REC-SD, cuenta con cuatro puntos de alimentación y enlace externos con el Sistema Nacional de Transmisión, los cuales son: S/E Pascuales, S/E Policentro, S/E Trinitaria y S/E Salitral (Barra A+B). Adicionalmente cuenta con el abastecimiento proveniente de REC-Generación.

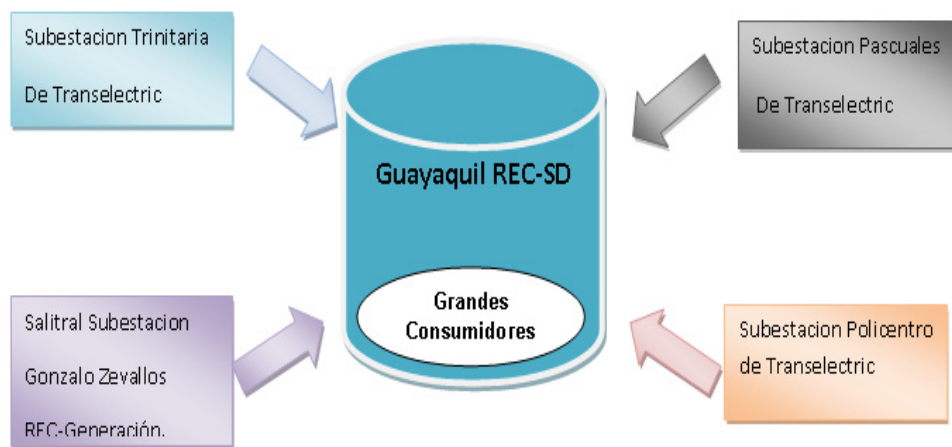


Grafico 2.2
Descripción del Sistema

La Corporación dispone de 31 subestaciones de reducción de 69KV y un total de 44 transformadores de poder con una capacidad total FA de 1010 MVA.

El sistema de subtransmisión se encuentra constituido por 17 líneas de 69KV con capacidad térmica de 72 MVA cada una.

²⁰ Políticas de Contabilidad más Importantes de Red Eléctrica Corporación-Gerencia de Contabilidad.

Existen 148 alimentadores primarios energizados a 13.8KV con una longitud aproximada de 1.186KM.

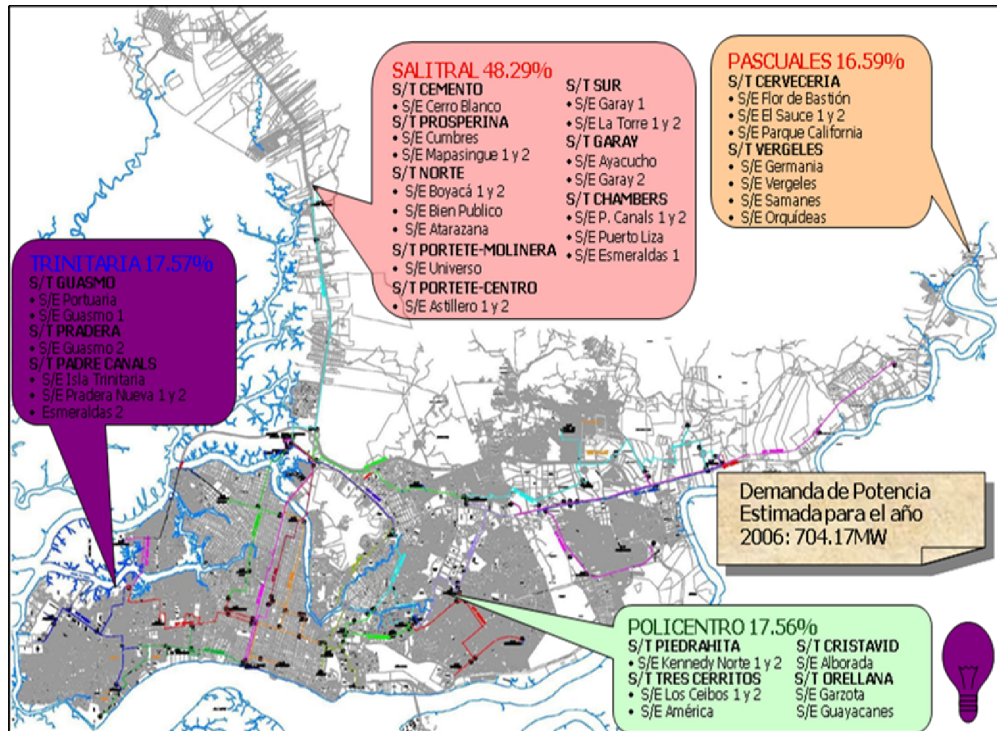


Grafico 2.3
Puntos de entrega Sistema de Distribución Guayaquil 2006

2.8. CLASIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES PROVEEDORES:

Las instalaciones de generación y de transmisión que eran de propiedad del Estado, por intermedio del ex - INECEL, fueron transferidas a favor del Fondo de Solidaridad, constituyéndose como sociedades anónimas e iniciando su operación el 1 de abril de 1999, la empresa eléctrica única de transmisión, TRANSELECTRIC S.A. y las siguientes empresas de generación son:

- ↪ HIDROPAUTE S.A.
- ↪ HIDROAGOYAN S.A.
- ↪ HIDROPUCARA S.A.
- ↪ TERMOESMERALDAS S.A.
- ↪ TERMOPICHINCHA S.A.
- ↪ ELECTROGUAYAS S.A.
- ↪ ELECTROECUADOR
- ↪ ELECTROQUIL
- ↪ ECUAPOWER
- ↪ HIDRONACIÓN S.A.
- ↪ ELECAUSTRO S.A.
- ↪ MERCADO SPOT

2.9. CLIENTES

2.9.1. Grandes Consumidores y Autoprodutores.

Un Gran Consumidor es toda persona natural o jurídica que previa calificación del CONELEC de acuerdo a sus consumos de energía y potencia, puede acordar libremente con un generador o distribuidor, el suministro y precio de la energía eléctrica, para consumo propio. A junio de 2006 se han calificado 108 Grandes Consumidores, de los cuales, a 9 se les ha revocado la calificación, quedando 99, 17 están recibiendo energía a través de sus distribuidoras como clientes regulados; mediante contratos a plazo 24 Grandes Consumidores obtienen la energía de sus distribuidoras, 56 de generadoras y 2 de la auto productora Hidroabánico.

2.9.2. Algunos de los principales Grandes Consumidores a nivel nacional son:

↔ EMPRESA PAPELERA NACIONAL	Milagro
↔ ACERÍA DEL ECUADOR C.A	Quito
↔ COMPAÑÍA INDUSTRIALGUAPAN	Azogues
↔ AGLOMERADOS COTOPAXI S.A	Cotopaxi
↔ CARTOPEL	Centro Sur
↔ PRODUCTOS FAMILIA SANCELA DEL ECUADOR	Cotopaxi
↔ COMPAÑÍA DE CERVEZAS NACIONALES S.A	REC-D

2.9.3. Las empresas Autoprodutores son:

- | | |
|--------------------|---------------------------|
| ↔ AGIP | ↔ AGUA Y GAS DE SILLUNCHI |
| ↔ ECOELECTRIC | ↔ ECOLUZ |
| ↔ EMAAP-Q | ↔ HIDROABANICO |
| ↔ HIDROIMBABURA | ↔ I.M.MEJIA |
| ↔ LA INTERNACIONAL | ↔ MOLINOS LA UNIÓN |
| ↔ OCP | ↔ PERLABÍ |
| ↔ PETROPRODUCCIÓN | ↔ CONSORCIO B7&B21 |
| ↔ REPSOL YPF | ↔ SAN CARLOS |

2.9.4. Clasificación de los clientes

Clientes Regulados

- ✓ Residencial
- ✓ Comercial (Sin Demanda)
- ✓ Comercial (Con Demanda)
- ✓ Industrial
- ✓ Otros
- ✓ Alumbrado Público
- ✓ Refacturaciones y Reliquidaciones

Clientes No Regulados

- ✓ Peajes (kwh)

2.10. ANÁLISIS DE RIESGOS

2.10.1. Incumplimiento de políticas de Recuperación de Cartera.

Según las políticas de contabilidad de la corporación se estable que la provisión para cuentas incobrables fue constituida sobre la base del 10% del saldo de cuentas por cobrar–facturación.

La Recuperación de las cuentas FERUM y de la cartera de clientes se ha proyectado una recuperación de cartera vencida en el 1.5% a través del área de cobranzas, sin embargo el verdadero porcentaje de recuperación de cartera vencida debe de ser del 15 o 20% del total, para de esta manera no depender del crédito de proveedores.

Al 31 de julio del 2006, la Corporación mantiene como provisión para cuentas incobrables US \$2,847,025.40. A la misma fecha, según la información del reporte emitido por el sistema comercial, los saldos vencidos por más de 180 días suman US \$75.684.106,79. Bajo esta relación, consideramos que la provisión para cuentas incobrables es insuficiente.

Por lo que se debe de realizar un análisis de cada uno de los clientes y segregar la cartera de los que son clientes activos, clientes inactivos, incautados y clientes con deudas mayores a 180 días o más.

2.10.2. Incremento de Pérdidas Negras

Es inaceptable e insostenible para la gestión institucional y la salud financiera de la Corporación la falta de control tanto en el área operacional como técnica para reducir tales pérdidas a niveles manejables.

Si no se toman los correctivos necesarios para que estas pérdidas disminuyan, estas pérdidas por el contrario sufrirán incrementos anuales.

2.10.3. Disminución de los Grandes Consumidores

En el período seleccionado estamos analizado el rubro de los Grandes Consumidores por cuanto consideramos un rubro muy importante, ya que es el rubro más representativo de los ingresos.

Los grandes clientes industriales y comerciales mes a mes se están retirando para firmar contrato PPA'S con las generadoras por el mejor precio que ellas ofrecen.

Esto da una pauta de que el área correspondiente no está realizando las gestiones necesarias con las empresas consideradas de mayor consumo para que sigan siendo sus clientes, esto es ofreciéndoles un mejor precio y con ello aumentar las recaudaciones y el VAD.

2.10.4. Sobrestimación de cuentas por cobrar por la exoneración de pago a los escenarios deportivos y personas de la tercera edad.

De acuerdo al Art. 48 de la Ley de Cultura Física Deportes y Recreación, los escenarios e instalaciones destinados a la práctica, fomento y administración del deporte, se encuentran permanentemente exentos y excluidos del pago de la tarifa por los servicios de energía eléctrica.

El Estado exonera de pago a los escenarios deportivos y a las personas de la tercera edad por lo que esta decisión, provoca que REC sufra esa insuficiencia en el pago.

El Estado no transfiere a REC los montos de dinero que él decidió exonerar por lo que produce diferencias que no han sido conciliadas en el mayor de cuentas por cobrar, lo que sobrestima el saldo de las cuentas por cobrar.

2.11. PROCEDIMIENTOS ANALÍTICOS PRELIMINARES

Procedimientos analíticos significa el análisis de índices y tendencias significativo incluyendo las investigaciones resultantes de fluctuaciones y relaciones que son inconsistentes con otra información relevante o que se desvían de las cantidades pronosticadas.

2.11.1. Método de Análisis Horizontal:

Es un procedimiento que consiste en comparar estados financieros homogéneos en dos o más períodos consecutivos, para determinar los aumentos y disminuciones o variaciones de las cuentas, de un período a otro. Este análisis es de gran importancia para la empresa, porque mediante él se informa si los cambios en las actividades y si los resultados han sido positivos o negativos; también permite definir cuáles merecen mayor atención por ser cambios significativos en la marcha.

Muestra también las variaciones en cifras absolutas, en porcentajes o en razones, lo cual permite observar ampliamente los cambios presentados para su estudio, interpretación y toma de decisiones.

Hemos decido aplicar el método de análisis horizontal para evaluar las variaciones significativas en base a los estados financieros y los cuadros de presupuestos en comparación con los datos reales respecto a la compra, venta

y recaudación de los valores por el período de los meses de enero a Julio del año 2006.²¹

2.11.1.1. Análisis de las Variaciones

Caja / Bancos: Podemos observar que para el año 2006 hubo una variación del 123,62% respecto al año anterior, se analiza que para el período terminado al 31 de Julio del año 2006 se tuvo un incremento del efectivo para poder cubrir las deudas a corto plazo.

Cuentas por Cobrar: Las cuentas por cobrar aumentaron al 31 de Julio del año 2006 en un 24,47% respecto al mismo período del año anterior.

Lo cual concluimos que Red Eléctrica Corporación tuvo una cartera por cobrar significativa que incluye las cuentas por cobrar vencidas que pueden ser incobrables por lo que se tendría una cartera inflada que afectaría a la liquidez de la Corporación en el período analizado.

Inversiones Temporales: Las inversiones temporales son destinadas como provisión para el pago de combustible.

Presenta una variación del 61,90% con respecto a las inversiones al 31 de Julio del año anterior.

Inventario: El inventario se registra al costo y su valor se determina utilizando el método promedio, que no es mayor que el valor de mercado. Podemos notar que para el 31 de julio del 2006 hubo un aumento de 6.70% en la adquisición de inventario con respecto al mismo período del año anterior.

²¹ <http://www.mitecnologico.com/Main/MetodosHorizontalesAnalisisFinanciero>. Análisis Financiero Método Horizontal.

Gastos pagados por anticipados: Los gastos pagados por anticipados están registrados al costo según facturas o reportes internos. Estos gastos presentan un aumento de 0.97% respecto al 31 de Julio del año anterior.

Activos Fijos: Los activos fijos están registrados al costo de adquisición. Estos activos aumentaron al 31 de julio del 2006 en un 56.63% respecto al mismo período del año anterior.

Activos a largo plazo: Los activos a largo plazo están destinados a cubrir deuda que contenga la empresa en un futuro. Podemos observar que los activos a largo plazo aumentaron al 31 de Julio del año 2006 en un 1.96% respecto al mismo período del año anterior

Otros activos: Los otros activos están destinados para el registro de ordenes de trabajo en proceso, al costo según desembolsos o transferencias de otras cuentas de activo. Podemos analizar que para el período al 31 de julio del 2006, estos activos aumentaron en 8.05% con respecto al mismo período del año anterior.

Cuentas Por Pagar: Al 31 de Julio del año 2006 disminuyeron en un 7,26% respecto al saldo que presentaron al 31 de Julio del año 2005.

Sobregiros Bancarios: Disminuyeron en un 51,59% del saldo que presentaron al 31 de Julio del año 2005.

Obligaciones Financieras: Corresponden a préstamos prendario, garantizada con una inversión por el mismo valor mientras dure la operación crediticia. Para el período del 31 de julio del 2006 hubo un aumento del 45% en comparación con el mismo período del año anterior, lo cual significa que la corporación realizó más préstamos para ese año.

Gastos acumulados por pagar: Corresponde a saldos de intereses y comisiones de obligaciones contraídas por la Empresa Nacional Eléctrica (ENEL), podemos observar que para el período del 31 de julio del 2006 hubo un incremento de los gastos acumulados por pagar en un 16.99% respecto al mismo período del año anterior.

Depósitos en garantía: Representan entregas en efectivo realizadas por clientes para la obtención de medidores y acometidas de energía eléctrica. Podemos notar que los depósitos en garantías han aumentado en un 7.45% con respecto al 31 de Julio del año anterior.

Pasivos a largo plazo: Los pasivos a largo plazos en Red eléctrica Corporación están compuestos por: los fondos de solidaridad FERUM y Fideicomiso Local, entre otros, podemos decir que estos dos son los que presentan variaciones en el balance general.

Fondos de solidaridad FERUM: Corresponden a la construcción de varios circuitos de distribución de energía eléctrica en los sectores urbanos marginales de la ciudad, Ej.: Perimetral, Isla Trinitaria. Podemos concluir que para el período terminado al 31 de julio del 2006 hubo un incremento en la construcción de circuitos eléctricos en un 21.49% con respecto al mismo período del año anterior.

Fideicomiso Local: Los fideicomisos locales corresponden a valores que fueron recaudados por Red Eléctrica Corporación-SD de las cuentas por cobrar que recibió de FODEVASA. Analizando las variaciones que se presentan en el balance general podemos concluir que para el 31 de Julio del año 2006 hubo un

incremento del 78.69% por recaudación de las cuentas por cobrar que en el mismo período del año anterior.

Pérdidas Acumuladas: Incrementaron en un 87,07% referente al saldo de las mismas al 31 de Julio del año 2005.

Pérdidas del Ejercicio: Disminuyó en un 60,73% referente al saldo de pérdidas que tuvo al 31 de Julio del año 2005. Lo cual indica que la Corporación está realizando una mejor gestión para la reducción de pérdidas.

Ventas: Las ventas de energía disminuyeron en un 42.80%, referente al 31 de Julio del año 2005. Por lo que se observa que tuvo menos ingresos por generación y distribución de energía al 31 de Julio del año 2006.

Otros Ingresos: Red Eléctrica Corporación tuvo una disminución del 75,57% de otros ingresos referente al 31 de Julio del 2005.

Otros Ingresos no operacionales: Red Eléctrica corporación en este período presentó la reducción de otros ingresos no operacionales en un 60.55% en relación del saldo al 31 de Julio del año 2005.

Total Costos y Gastos de Operación: Red Eléctrica Corporación para el 31 de Julio del año 2006 logro reducir el 50,37% de los costos y gastos de operación referente al mismo período del año 2005.

**RED ELECTRICA CORPORACION
BALANCE GENERAL**

ACTIVO	Periodos Terminados al		Variacion	
	Al 31/07/06	Al 31/07/05	Dolares	%
Activos fijos	45.742.467,19	29.204.272,46	16.538.194,73	56,63
Activos a largo plazo	5.698.804,44	5.589.069,27	109.735,17	1,96
Otros activos	1.328.791,84	1.229.781,14	99.010,70	8,05
Inventarios	13.901.246,11	13.028.890,18	872.355,93	6,70
Activo Circulante:				
Efectivo	10.700.334,72	4.785.010,18	5.915.324,54	123,62
Inversiones temporales	8.310.996,25	5.133.369,15	3.177.627,10	61,90
Cuentas por cobrar	345.539.809,17	277.601.875,24	67.937.933,93	24,47
Gastos pagados por anticipo	2.137.300,83	2.116.870,44	20.430,39	0,97
Total Activo Circulante	366.688.440,97	289.637.125,01	77.051.315,96	0,27
Total de Activos	433.359.750,55	338.689.138,06	94.670.612,49	0,28
<u>Pasivo y Patrimonio</u>				
Patrimonio				
Patrimonio asignado, neto	6.303.635,40	8.813.504,37	-2.509.868,97	28,48
Perdidas acumuladas	-126.867.432,80	-67.818.204,65	-59.049.228,15	87,07
Perdidas del ejercicio	-25.357.704,89	-64.571.259,75	39.213.554,86	60,73
Reserva por contingencia de activos fijos	13.553.506,41		13.553.506,41	
	-132.367.995,88	-123.575.960,03	-8.792.035,85	7,11
Pasivo a largo plazo				
Fondo de solidaridad FERUM	9.203.133,01	7.575.491,96	1.627.641,05	21,49
Municipio de Guayaquil	6.505.670,75		6.505.670,75	
Fideicomiso Local	60.591.868,06	33.909.175,42	26.682.692,64	78,69
Convenio de pago con generadoras de energia electrica	100.895.836,18		100.895.836,18	
Provision para arriendo de Activo fijo		4.894.117,43	-4.894.117,43	100,00
Provisiones para Jubilacion patronal e Indemnizaciones		181.766,24	-181.766,24	100,00
	177.196.508,00	46.560.551,05	130.635.956,95	280,57
OTROS Pasivos				
Depositos en garantia	9.719.662,17	9.045.893,30	673.768,87	7,45
Pasivo Circulante				
Sobregiros Bancario	27.055,76	55.892,47	-28.836,71	51,59
Obligaciones Financieras	725.000,00	500.000,00	225.000,00	45,00
Cuentas por pagar	371.071.804,23	400.129.606,78	-29.057.802,55	7,26
Gastos acumulados por pagar	6.987.716,27	5.973.154,49	1.014.561,78	16,99
Total del Pasivo Circulante	378.811.576,26	406.658.653,74	-27.847.077,48	6,85
Total Pasivo y Patrimonio	433.359.750,55	338.689.138,06	94.670.612,49	27,95
Cuentas de Orden	212.866.600,18	117.763.189,01	95.103.411,17	80,76

Fuente: Gerencia de Contabilidad

Tabla 2.3
Análisis Horizontal del Estado de Situación General de Red Eléctrica Corporación entre los años 2005 y 2006

RED ELECTRICA CORPORACION
ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS

	Periodos terminados al		Variación	
	31/07/2006	31/07/2005	Dolares	%
INGRESOS DE OPERACIÓN				
Venta de energía				
Sistema Distribución	113.860.675,51	186.026.702,73	-72.166.027,22	38,79
Sistema Generación	15.953.234,32	40.907.782,98	-24.954.548,66	61,00
	<u>129.813.909,83</u>	<u>226.934.485,71</u>	<u>-97.120.575,88</u>	<u>42,80</u>
Otros ingresos	1.094.713,63	4.480.737,30	-3.386.023,67	75,57
Ingresos extraordinarios				
Sistema Distribución	39.476.278,62	98.696.116,82	-59.219.838,20	60,00
Sistema Generación	132.697,12		132.697,12	
	<u>39.608.975,74</u>	<u>98.696.116,82</u>	<u>-59.087.141,08</u>	<u>59,87</u>
Total Ingresos No Operacionales	<u>40.703.689,37</u>	<u>103.176.854,12</u>	<u>-62.473.164,75</u>	<u>60,55</u>
TOTAL INGRESOS	<u>170.517.599,20</u>	<u>330.111.339,83</u>	<u>-159.593.740,63</u>	<u>48,35</u>
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN				
Costo de comercialización y distribución				
Energía comprada	144.914.596,74	303.210.917,93	-158.296.321,19	52,21
Costo de Generación				
Generación a Vapor	6.561.716,69	13.306.328,47	-6.744.611,78	50,69
Generación a Gas	12.327.705,94	16.626.727,00	-4.299.021,06	25,86
Subestaciones	1.131,53	10.795,49	-9.663,96	89,52
	<u>18.890.554,16</u>	<u>29.943.850,96</u>	<u>-11.053.296,80</u>	<u>36,91</u>
Administración General				
Sistema Distribución	2.797.816,68	5.033.373,99	-2.235.557,31	44,41
Sistema Generación	4.704.015,33	11.525.278,04	-6.821.262,71	59,19
	<u>7.501.832,01</u>	<u>16.558.652,03</u>	<u>-9.056.820,02</u>	<u>54,70</u>
Planificación y Dirección Técnica	7.524.795,36	14.279.095,55	-6.754.300,19	47,30
División de Operaciones	6.956.966,99	17.536.909,97	-10.579.942,98	60,33
División de Comercialización	6.269.832,33	6.886.808,14	-616.975,81	8,96
Tecnología Procesos y Desarrollo	428.134,49	702.725,64	-274.591,15	39,08
División de Finanzas				
Sistema Distribución	2.814.444,41	5.493.168,04	-2.678.723,63	48,76
	<u>2.814.444,41</u>	<u>5.493.168,04</u>	<u>-2.678.723,63</u>	<u>48,76</u>
Gastos ajenos a la operación	574.147,60		574.147,60	
Total Costos y gastos de Operación	<u>195.875.304,09</u>	<u>394.612.128,26</u>	<u>-198.736.824,17</u>	<u>50,36</u>
Gastos no operacionales		70.471,32	-70.471,32	100,00
TOTAL COSTOS Y GASTOS	<u>195.875.304,09</u>	<u>394.682.599,58</u>	<u>-198.807.295,49</u>	<u>50,37</u>
PERDIDA DEL EJERCICIO	<u>-25.357.704,89</u>	<u>-64.571.259,75</u>	<u>39.213.554,86</u>	<u>60,73</u>

Fuente: Gerencia de Contabilidad

Tabla 2.4
Análisis Horizontal del Estado de Pérdidas y Ganancias de Red Eléctrica Corporación entre los años 2005 y 2006.

2.11.1.2. EVALUACIÓN PRESUPUESTO – FLUJO EFECTIVO

Período de Enero a Julio del año 2006

2.11.1.2.1. Venta de energía mes de Julio. (Ver Anexo A.2)

Durante el mes de Julio/06 referente al presupuesto REC tuvo una disminución del 6.54% KWH y del 9.04% en dólares, por consiguiente no se cumplieron las metas de presupuesto, además durante los siete meses del año 2006 las ventas reales contra el presupuesto no se cumplieron, ya que se tuvo una disminución del 4.89%.KWH y del 4.78% en dólares esto es US. \$ 5'706.967 lo cual se debe a:

- a) Que los clientes se están conectando directamente, y por la falta de control por parte de los departamentos de control de REC.
- b) Por efectos del cambio de clima el consumo ha disminuido.²²

2.11.1.2.1.1. Comparativo venta de energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses. (Ver Anexo B.2)

De Enero a Julio/06 en comparación al mismo período del 2005, sufrieron una disminución del 0.38% KWH, la misma que no va de acuerdo con el incremento de los clientes en un 2.63% (13.708 clientes), esto nos lleva a definir que muchos clientes están conectados directamente por la falta de control de las áreas respectivas y con ello aumentan las pérdidas negras.²³

²² Análisis Comparativo del Presupuesto y el Real de las Compras Realizadas al 31 de Julio del año 2006. Referencia Anexo A.2- Información obtenida de Balances de Energía-Gerencia de Contabilidad-Gerencia Financiera-Área de Presupuestos.

²³ Análisis Comparativo de las Ventas-Facturación de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses. Referencia Anexo B.2- Información obtenida de Balances de Energía-Gerencia de Contabilidad-Gerencia Financiera.

2.11.1.2.2. Compra de energía mes de Julio. (Ver Anexo A.1)

La compra de energía real en Kwh. Tuvo una disminución de 2.29% de lo presupuestado, sin embargo hubo un incremento en dólares de 37.61%, se debe a la falta de lluvias y la paralización de la Central Hidropaute por la erupción del volcán Tungurahua en esa época, REC tuvo que comprar en el mercado SPOT, a un costo superior al que se presupuestó.²⁴

2.11.1.2.2.1. Comparativo por compra de energía del los años 2005 – 2006 de los primeros siete meses. (Ver Anexo B.1)

De Enero a Julio/06 referente al mismo período del 2005, tuvo un incremento del 2.48% en Kwh., esto afirma que se incrementó la compra de energía y que va de la mano con el aumento de los clientes, lo que confirma lo manifestado anteriormente que están muchos clientes conectados directamente y con ello el incremento de las pérdidas negras. En lo que se refiere a su costo este disminuyó en 14.44% por los contratos Hidroeléctricos con varias generadoras.

Sin embargo este incremento de compra de energía no se ve reflejado en las ventas ya que en ello ha sufrido una disminución, esto trae como consecuencia que las pérdidas de REC se hayan incrementado.²⁵

²⁴ Análisis Comparativo del Presupuesto y el Real de las Compras Realizadas al 31 de Julio del año 2006. Referencia Anexo A.1- Información obtenida de Balances de Energía-Gerencia de Contabilidad-Gerencia Financiera-Área de Presupuestos.

²⁵ Análisis Comparativo de las Compras de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses. Referencia Anexo B.1- Información obtenida de Balances de Energía-Gerencia de Contabilidad-Gerencia Financiera.

2.11.1.2.3. Pérdidas Negras de los primeros siete meses. (Ver Anexo B.4)

Las pérdidas negras de Enero a Julio/06, con relación al mismo período del año 2005 se incrementaron al 1.82 puntos porcentuales que equivalen a un incremento el 6.83%, como consecuencia de los comentarios descritos en los rubros de compra y venta de energía sin embargo en el año 2006, el promedio ponderado de pérdidas es del 28.69%.

La falta de control tanto en el área operacional como técnica, y si no se toman los correctivos necesarios para que estas pérdidas disminuyan, estas pérdidas por el contrario sufrirán incrementos anuales.

De Enero a Julio del año 2006 las pérdidas en dólares ascienden a US\$ 42,595.497,61 sin considerar el egreso de los gastos operativos que ascienden a US\$ 3,900.000 dólares mensuales y que en este período a US\$ 27'300.000 millones que sumados a las pérdidas negras y técnicas sumarian un total de US \$ 69,895.497,61 de pérdida.²⁶

2.11.1.2.4. Recaudaciones mes de Julio. (Ver Anexo A.3)

Las recaudaciones se incrementaron en un 8.93 %, en el mes de Julio/06 referente al presupuesto en el mismo período, esto se debe a los diferentes incentivos y demandas que la REC realizó a sus clientes tales como:

- a) La condonación de intereses.
- b) Plazos de pagos.
- c) Cortes masivos.
- d) Demandas legales.²⁷

²⁶ Análisis Comparativo de las Pérdidas Negras de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses. Referencia Anexo B.4- Información obtenida de Balances de Energía-Gerencia de Contabilidad-Gerencia Financiera.

²⁷ Análisis Comparativo del Presupuesto y el Real de las Recaudaciones realizadas al 31 de Julio del año 2006. Referencia Anexo A.3- Información obtenida de Balances de Energía-Gerencia de Contabilidad-Gerencia Financiera-Área de Presupuestos.

2.11.1.2.4.1. Comparativo de recaudaciones 2005 – 2006 de los primeros siete meses. (Ver Anexo B.3)

Como consecuencia de lo descrito en el párrafo anterior en el período de Enero a Julio del año 2006 las recaudaciones tuvieron un incremento del 4,59 % más que el mismo período del año 2005 y con relación a los porcentajes de cobranzas (Facturación / Recaudación), también tuvo un incremento porcentual del 3.92%.

Se debe de realizar un análisis de cada uno de los clientes y segregar la cartera de los que son clientes activos, clientes inactivos, incautados y clientes con deudas mayores a cinco años.

Considera esta Gerencia salvo mejor criterio que la cartera debe reflejarse en los estados financieros, por tipo de cartera dentro de los rubros residencial, comercial, industrial, y otros.²⁸

2.11.1.2.5. Grandes Consumidores. (Ver anexo B.5)

Se analiza el rubro de los Grandes Consumidores por cuanto consideramos un rubro muy importante, ya que es el rubro más representativo de los ingresos de REC.

Los grandes clientes industriales y comerciales mes a mes se están retirando para firmar contrato PPA'S con las generadoras por el mejor precio que ellas ofrecen.

²⁸ Análisis Comparativo de las Recaudaciones por Ventas-Facturación de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses. Referencia Anexo B.3- Información obtenida de Balances de Energía-Gerencia de Contabilidad-Gerencia Financiera.

De acuerdo al Anexo B.5 durante el período de Enero a Julio/06 los Grandes Consumidores han incrementado el consumo de energía en KWH comprando a otras generadoras en un 118.37% con relación al año anterior. Esto da una pauta de que el área correspondiente no está realizando las gestiones necesarias con las Empresas consideradas de mayor consumo para que sigan siendo sus clientes, esto es ofreciéndoles un mejor precio y con ello aumentar las recaudaciones y el VAD.²⁹

2.11.2. Método de Análisis Vertical

El análisis vertical es un análisis estático que se aplica en el balance general y en el estado de resultados en el cual se relaciona o compara en porcentaje una variable que se toma como base ó parámetro respecto a las demás.

También llamado método de porcentaje integrales, se enfocan al estudio de las relaciones que se pueden dar entre varias partidas, a lo largo de un solo período o año.³⁰

Con respecto a este método podemos destacar lo siguiente:

En los Activos:

El rubro de Cuentas por Cobrar Clientes es el más sobresaliente y de mayor variación respecto al total de activo circulante teniendo al 31 de Julio del año 2005 el 81,96% y al 31 de Julio del año 2006 el 79,74% de la participación en cuanto al activo circulante.

²⁹ Comparativo del presupuesto y el Real de la Compra-Venta de Energía-Recaudación y Pérdidas Negras. Información obtenida del Balance de Energía-Gerencia de Contabilidad-Gerencia Financiera.

³⁰ <http://www.mitecnologico.com/Main/MetodosVerticalesAnálisisFinanciero>

En los Pasivos:

El rubro de las Cuentas por Pagar es el más significativo por tener una mayor variación respecto al total del pasivo circulante teniendo al 31 de Julio del año 2005 el 98,39% y al 31 de Julio del año 2006 el 85,63%.

Patrimonio:

El rubro de Pérdidas Acumuladas es el que presenta una mayor variación deficitaria en ambos años, para el 31 de Julio del año 2005 fue el 20,02% y para el 31 de Julio del año 2006 fue el 29,28% del total del déficit patrimonial.

Ingresos:

Las ventas por distribución para el 31 de Julio del año 2005 presentaron una participación del 56,35% del total de los ingresos de la Corporación y para el 31 de Julio del año 2006 el 66,77% de los ingresos de la misma.

Para el 31 de Julio del año 2006 la Corporación presentó una reducción significativa en el total de los ingresos respecto al mismo período del año anterior.

Costos y Gastos de Operación:

Dentro de los costos y Gastos de Operación se analiza la compra de energía la cual al 31 de Julio del año 2005 presentó el 76,82% del total de los Gastos de Operación, para el 31 de Julio del año 2006 presentó una variación del 73,98% del total de los Gatos de Operación.

Se puede observar que para el período al 31 de Julio del año 2006 se redujeron los Costos y Gastos de Operación en comparación al mismo período del año anterior, sin embargo se obtuvieron pérdidas.

RED ELECTRICA CORPORACION

BALANCE GENERAL

ACTIVO	Periodos terminados al		Porcentajes Integrales	
	Al 31/07/06	Al 31/07/05	Al 31/07/06	Al 31/07/05
Activos fijos	45.742.467,19	29.204.272,46	10,56	8,62
Activos a largo plazo	5.698.804,44	5.589.069,27	1,32	1,65
Otros activos	1.328.791,84	1.229.781,14	0,31	0,36
Inventarios	13.901.246,11	13.028.890,18	3,21	3,85
Activo Circulante:				0,00
Efectivo	10.700.334,72	4.785.010,18	2,47	1,41
Inversiones temporales	8.310.996,25	5.133.369,15	1,92	1,52
Cuentas por cobrar	345.539.809,17	277.601.875,24	79,74	81,96
Gastos pagados por anticipo	2.137.300,83	2.116.870,44	0,49	0,63
Total Activo Circulante	<u>366.688.440,97</u>	<u>289.637.125,01</u>	<u>84,62</u>	<u>85,52</u>
Total de Activos	<u>433.359.750,55</u>	<u>338.689.138,06</u>	<u>100</u>	<u>100</u>
Pasivo y Patrimonio				
Patrimonio				
Patrimonio asignado, neto	6.303.635,40	8.813.504,37	1,45	2,60
Perdidas acumuladas	-126.867.432,80	-67.818.204,65	29,28	20,02
Perdidas del ejercicio	-25.357.704,89	-64.571.259,75	5,85	19,07
Reserva por contingencia de activos fijos	13.553.506,41		3,13	0,00
	<u>-132.367.995,88</u>	<u>-123.575.960,03</u>	<u>30,54</u>	<u>36,49</u>
Pasivo a largo plazo				
Fondo de solidaridad FERUM	9.203.133,01	7.575.491,96	2,12	2,24
Municipio de Guayaquil	6.505.670,75		1,50	0,00
Fideicomiso Local	60.591.868,06	33.909.175,42	13,98	10,01
Convenio de pago con generadoras de energía eléctrica	100.895.836,18		23,28	0,00
Provision para arriendo de Activo fijo		4.894.117,43	0,00	1,45
Provisiones para Jubilación patronal e Indemnizaciones		181.766,24	0,00	0,05
	<u>177.196.508,00</u>	<u>46.560.551,05</u>	<u>40,89</u>	<u>13,75</u>
OTROS Pasivos				
Depositos en garantía	9.719.662,17	9.045.893,30	2,24	2,67
Pasivo Circulante				
Sobregiros Bancario	27.055,76	55.892,47	0,01	0,01
Obligaciones Financieras	725.000,00	500.000,00	0,17	0,12
Cuentas por pagar	371.071.804,23	400.129.606,78	85,63	98,39
Gastos acumulados por pagar	6.987.716,27	5.973.154,49	1,61	1,47
Total del Pasivo Circulante	<u>378.811.576,26</u>	<u>406.658.653,74</u>	<u>87,41</u>	<u>120,07</u>
Total Pasivo y Patrimonio	<u>433.359.750,55</u>	<u>338.689.138,06</u>	<u>100</u>	<u>100</u>
Cuentas de Orden	<u>212.866.600,18</u>	<u>117.763.189,01</u>	<u>100</u>	<u>100</u>

Fuente: Gerencia de Contabilidad

Tabla 2.5
Análisis Vertical del Estado de Situación General de Red Eléctrica Corporación entre los años 2005 y 2006

RED ELECTRICA CORPORACION
ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS

	Periodos terminados al		Porcentajes integrales	
	31/07/2006	31/07/2005	31/07/2006	31/07/2005
INGRESOS DE OPERACIÓN				
Venta de energía				
Sistema Distribución	113.880.875,51	186.026.702,73	66,77	56,35
Sistema Generación	15.953.234,32	40.907.782,98	9,36	12,39
	<u>129.813.909,83</u>	<u>226.934.485,71</u>	<u>76,13</u>	<u>68,74</u>
Otros ingresos	1.094.713,63	4.480.737,30	0,64	0,01
Ingresos extraordinarios				
Sistema Distribución	39.476.278,82	98.696.116,82	23,15	29,90
Sistema Generación	132.897,12		0,08	0
	<u>39.608.975,74</u>	<u>98.696.116,82</u>	<u>23,23</u>	<u>29,90</u>
Total Ingresos No Operacionales	<u>40.703.689,37</u>	<u>103.176.854,12</u>	<u>100</u>	<u>100</u>
TOTAL INGRESOS	<u>170.517.599,20</u>	<u>330.111.339,83</u>	<u>100</u>	<u>100</u>
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN				
Costo de comercialización y distribución				
Energía comprada	144.914.596,74	303.210.917,93	73,98	76,82
Costo de Generación				
Generación a Vapor	6.561.716,69	13.306.328,47	3,35	3,37
Generación a Gas	12.327.705,94	16.626.727,00	6,29	4,21
Subestaciones	1.131,53	10.795,49	0,00	0,00
	<u>18.890.554,16</u>	<u>29.943.850,96</u>	<u>9,64</u>	<u>7,59</u>
Administración General				
Sistema Distribución	2.797.816,68	5.033.373,99	1,43	1,28
Sistema Generación	4.704.015,33	11.525.278,04	2,40	2,92
	<u>7.501.832,01</u>	<u>16.558.652,03</u>		
Planificación y Dirección Técnica	7.524.795,36	14.279.095,55	3,84	3,62
División de Operaciones	6.956.966,99	17.536.909,97	3,55	4,44
División de Comercialización	6.269.832,33	6.886.808,14	3,20	1,74
Tecnología Procesos y Desarrollo	428.134,49	702.725,64	0,22	0,18
División de Finanzas				
Sistema Distribución	2.814.444,41	5.493.168,04	1,44	1,39
	<u>2.814.444,41</u>	<u>5.493.168,04</u>	<u>1,44</u>	<u>1,39</u>
Gastos ajenos a la operación	574.147,80			
Total Costos y gastos de Operación	<u>195.875.304,09</u>	<u>394.612.128,26</u>	<u>100</u>	<u>99,98</u>
Gastos no operacionales	-	70.471,32	0,00	0,02
TOTAL COSTOS Y GASTOS	<u>195.875.304,09</u>	<u>394.682.599,58</u>	<u>100</u>	<u>100</u>
PERDIDA DEL EJERCICIO	<u>-25.357.704,89</u>	<u>-64.571.259,75</u>	<u>12,01</u>	<u>14,90</u>

Fuente: Gerencia de Contabilidad.

Tabla 2.6
Análisis Vertical del Estado de Pérdidas y Ganancias de Red Eléctrica Corporación entre los años 2005 y 2006.

2.11.3. RAZONES FINANCIERAS:

Uno de los instrumentos más usados para realizar análisis financiero de entidades es el uso de las razones financieras, ya que estas pueden medir en un alto grado la eficacia y comportamiento de la empresa. Estas presentan una perspectiva amplia de la situación financiera, puede precisar el grado de liquidez, de rentabilidad, el apalancamiento financiero, la cobertura y todo lo que tenga que ver con su actividad.

Las razones financieras, son comparables con las de la competencia y llevan al análisis y reflexión del funcionamiento de las empresas frente a sus rivales, a continuación se explican los fundamentos de aplicación y cálculo de cada una de ellas.³¹

2.11.3.1. Razones de Liquidez:

La liquidez de una organización es juzgada por la capacidad para saldar las obligaciones a corto plazo que se han adquirido a medida que éstas se vencen. Se refieren no solamente a las finanzas totales de la empresa, sino a su habilidad para convertir en efectivo determinados activos y pasivos corrientes.

³¹ Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA2
Uso de las Razones Financieras.

2.11.3.1.1. Capital Neto de Trabajo (CNT):

Recursos líquidos disponibles para que la empresa realice sus operaciones.

$$\text{CNT} = \text{Activo Corriente} - \text{Pasivo Corriente}$$

31 de Julio del 2005	289.637.125,01	-	406.658.653,74	=	-117.021.528,70
31 de Julio del 2006	366.688.440,97	-	378.811.576,26	=	-12.123.135,30

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

El capital de trabajo nos permite evaluar la capacidad de la Red Eléctrica Corporación para pagar deudas en proceso de vencimiento no superior a un año o el monto de recursos que tiene destinado a cubrir pagos requeridos para su operación.³²

Diagnóstico:

Como se puede observar Red Eléctrica Corporación presenta un déficit de capital de trabajo que se origina por el aumento de los pasivos corrientes correspondiente a las deudas a corto plazo, para el 31 de Julio del año 2005 un déficit de \$117.021.528,70 y para el 31 de Julio del año 2006 un déficit de \$12.123.135,30 lo cual no le permitió a la gerencia tomar decisiones de inversiones temporales para ese año.

³² Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA3 Razones de Liquidez-Capital de Trabajo.

2.11.3.1.2. Razón del Circulante (RC):

Capacidad de la empresa para hacer frente al pago de sus obligaciones de corto plazo con sus activos líquidos debe de ser (entre 2,0 y 2.5 veces).³³

$$RC = \frac{\text{Activo Corriente}}{\text{Pasivo Corriente}}$$

31 de Julio del Año 2005			
RC=	<u>Activo Corriente + Inventario</u>	=	<u>302.666.015,19</u> 0.74
	Pasivo Corriente		<u>406.658.653,74</u>
31 de Julio del Año 2006			
RC=	<u>Activo Corriente + Inventario</u>	=	<u>380.589.687,00</u> 1.00
	Pasivo Corriente		<u>378.811.576,26</u>

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Diagnóstico:

Se puede observar que Red Eléctrica Corporación presentó un índice de solvencia bajo en el período del 31 de Julio del año 2005 puesto que por cada dólar de deuda tuvo \$0.74 lo que indica que la corporación no pudo cubrir sus obligaciones de corto plazo con sus activos líquidos disponibles para el mismo período del año 2005. Para el 31 de Julio del año 2006 por cada dólar que se debe la corporación tuvo \$1,00 lo que indica que apenas pudieron cubrir sus deudas a corto plazo con sus activos realizables para el período terminado al 31 de Julio del año 2006.

³³ Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA3 Razones de Liquidez-Razón del Circulante.

2.11.3.1.3. Prueba Ácida

Refleja cual es la capacidad de la compañía para cancelar las obligaciones corrientes sin depender de las ventas.³⁴

$$PA = \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

31 de Julio del Año 2005	IS =	$\frac{289.637.125,01}{406.658.653,74}$	= 0,71
31 de Julio del Año 2006	IS =	$\frac{366.688.440,97}{378.811.576,26}$	= 0,97

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
Realizado por: Los Autores

En este caso para realizar el análisis financiero o prueba de ácido no se considera el rubro Inventario puesto que la corporación no realiza ventas de inventario sino que utiliza el mismo para su autoconsumo.

Diagnóstico:

Se puede observar que para el 31 de Julio del año 2005 y 2006 el total de Activos Corrientes fue 0,71 y 0,97 respectivamente e insuficiente para cubrir las deudas a corto plazo que mantenía la corporación a esa fecha.

³⁴ Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA3 Razones de Liquidez-Razón rápida (Prueba del Ácido).

2.11.3.2. Razón de rotación de las Cuentas por Cobrar:

Mide el número de veces que las cuentas por cobrar giran en promedio, durante un período de tiempo.³⁵

$$\text{RCC} = \frac{\text{Ventas Anuales}}{\text{Cuentas por Cobrar}}$$

31 de Julio 2005			
RCC	=	$\frac{226.934.485,71}{78.468.858,37}$	= 2,89
31 de Julio 2006			
RCC	=	$\frac{129.813.909,83}{92.651.060,52}$	= 1,40

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Diagnóstico:

El tamaño y la composición de las cuentas por cobrar - clientela, se han incrementado en cada uno de los períodos; aunque Red Eléctrica Corporación no concede créditos a largo plazo frecuentemente se vienen acumulando saldos de clientes que se vuelven irrecuperables.

La rotación de cuentas por cobrar refleja el número de veces que han rotado las cuentas por cobrar en el período. Como resultado de la operación tenemos que para el 31 de Julio del año 2005 fue 2,89 veces y para el 31 de Julio del año 2006 fue 1,40 veces que las cuentas por cobrar giraron en promedio del período analizado esto nos indica que hay problemas en la recaudación de los valores sobre todo en ciertos sectores marginales.

³⁵ Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA3 Razones de Actividad-Razón de Rotación de las Cuentas por Cobrar.

2.11.3.2.1. Período Promedio de Cobranza:

El período promedio de cobranza nos indica el número promedio de días que las cuentas por cobrar están en circulación, es decir, el tiempo promedio que tardan en convertirse en efectivo.³⁶

$$\text{PPC} = \frac{\text{Cuentas por cobrar}}{\text{Ventas /360}}$$

Cuentas por cobrar	31 de Julio año 2006	31 de Julio año 2005
Cientes por venta de energía	68.509.770,19	38.416.539,53
Cientes por venta de potencia y energía- MEM		
Empresa distribuidoras de energía eléctrica	23.079.408,86	39.132.789,82
Empresas generadoras de energía eléctrica	777.380,04	657.477,61
Grandes Consumidores	282.306,06	259,856.04
Transmisión	2.195,37	2.195,37
Total Cuentas por Cobrar-Cartera Comercial	\$92.651.060,52	\$78.209.002,33

Fuente: Gerencia de Contabilidad-Datos de Estados Financieros de REC-Detalle de Cuentas por Cobrar.

31 de Julio del año 2005			
PPC	=	$\frac{78.209.002,33}{226.934.485,71} * 360$	= 124,07
31 de Julio del año 2006			
PPC	=	$\frac{92.651.060,52}{129.813.909,83} * 360$	= 256,94

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

³⁶ Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA3 Razones de Actividad-Período Promedio de Cobranza.

Diagnóstico:

El promedio de cobranza es la estimación del lapso en que las Cuentas por Cobrar han estado pendiente entonces podemos observar que los días promedios de cobro para el 31 de Julio del año 2005 fue 124 días y para el 31 de Julio del año 2006 fue 257 días lo que indica que la corporación no recauda rápidamente los valores por la venta de energía eléctrica en la ciudad de Guayaquil lo que nos lleva a la conclusión que las áreas respectivas como son los departamentos de cobranzas, recaudación, legal, comercial no realizan los procedimientos adecuados para el pronto recaudo de dichos valores lo que resulta negativo para la liquidez de la corporación.

2.11.3.3. Razón de Activos Fijos con el Pasivo a Largo Plazo o Razón de Estabilidad:

Es una medida de solvencia que indica el margen de seguridad por las obligaciones contraídas. Se dice que hay estabilidad en una empresa cuando por lo menos sus financiaciones de largo plazo están representadas en activos fijos, ya que sus activos corrientes se financian con sus pasivos corrientes y los activos de largo plazo con pasivo a largo plazo.³⁷

31 de Julio del año 2005	
Razón de activos fijos a pasivos a largo plazo	Valores
1- Activos fijos (netos)	29.204.272,46
2- Pasivos a largo plazo	46.560.551,05
3- Razón de activos fijos a pasivos a largo plazo (1/2)	0.62

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

³⁷ Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA3 Razones de Estabilidad-razón de Activos fijos con el pasivo a largo plazo.

31 de Julio del año 2006	
Razón de activos fijos a pasivos a largo plazo	Valores
1- Activos fijos (netos)	45.742.467,19
2- Pasivos a largo plazo	117.196.508,00
3- Razón de activos fijos a pasivos a largo plazo (1/2)	0.39

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Diagnóstico:

La razón de activos fijos a pasivos a largo plazo para el período al 31 de Julio del año 2005 fue 0,62 y para el período al 31 de Julio del año 2006 fue 0,39 lo que nos indica que sus financiaciones o deudas contraídas a largo plazo no estuvieron representadas en activos fijos para el período analizado.

2.11.3.4. RAZONES DE ENDEUDAMIENTO:

Estas razones indican el monto del dinero de terceros que se utilizan para generar utilidades, estas son de gran importancia ya que estas deudas comprometen a la empresa en el transcurso del tiempo.³⁸

2.11.3.4.1. Razón de Endeudamiento (RE):

Mide la proporción del total de activos aportados por los acreedores de la empresa.

$$RE = \frac{\text{Pasivo total}}{\text{Activo total}}$$

³⁸ Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA4 Razones de Deuda-Razón de endeudamiento.

RE 31 de Dic. 2005	=	462.265.098,10	=1.36
		<hr/>	
		338.689.138,06	
RE 31 de Julio 2006	=	565.727.746,40	=1.31
		<hr/>	
		433.359.750,55	

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Diagnóstico:

Podemos analizar la porción de activos financiados por deuda lo que indica la razón o porcentaje que representa el total de las deudas de la corporación con relación a los recursos que dispone para satisfacerlos, entonces podemos observar que la razón para el 31 de Julio del año 2005 fue 1.36 y para el 31 de Julio del año 2006 fue 1.31 respecto al total de sus obligaciones y deudas con relación al total de sus activos.

2.11.3.5. ÍNDICE DE APALANCAMIENTO

2.11.3.5.1. Razón del Pasivo sobre el Patrimonio

Cuando los derechos de sus pasivos externos son grandes en relación con el patrimonio, genera grandes pagos de intereses. Si las utilidades o excedentes de rentas se debilitan, puede aparecer iliquidez e insuficiencias de poder pagar oportunamente sus compromisos, llevando posiblemente a una cesación de pagos.³⁹

³⁹ Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA4 Índice de Apalancamiento-Razón del pasivo sobre el Patrimonio.

$$\text{RP/P} = \frac{\text{Total Pasivos}}{\text{Patrimonio}}$$

31 de Julio del año 2005	
Razón del pasivo sobre el patrimonio:	valores
1- Total pasivos	462.265.098,10
2- Total patrimonio	-123.575.960,03
3- Razón de pasivos sobre el patrimonio (1/2)	-3,74

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
 Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

31 de Julio del año 2006	
Razón del pasivo sobre el patrimonio:	valores
1- Total pasivos	565.727.746,40
2- Total patrimonio	-132.367.995,88
3- Razón de pasivos sobre el patrimonio (1/2)	-4,27

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
 Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Diagnóstico:

Red Eléctrica Corporación desde el inicio de sus operaciones presenta déficit patrimonial, el que se origina básicamente por el incremento significativo de sus pérdidas en la operación del negocio y la acumulación de las deudas.

Para el período al 31 de Julio del año 2005 y 2006 la razón del pasivo sobre el patrimonio fue de -3,49 y -4,27 respectivamente lo que nos indica que el grado de compromiso del patrimonio de la corporación con respecto al de los acreedores fue bajo.

2.11.3.6. RAZONES DE RENTABILIDAD:

Estas razones permiten analizar y evaluar las ganancias de la empresa con respecto a un nivel dado de ventas, de activos o la inversión de los dueños.

2.11.3.6.1. Rotación del Activo Total (RAT)

Indica la eficiencia con que la empresa puede utilizar sus activos para generar ventas.⁴⁰

$$\text{RAT} = \frac{\text{Ventas anuales}}{\text{Activos totales}}$$

31 de Julio 2005
$\text{RAT} = \frac{226.934.485,71}{338.689.138,06} = 0.67$
31 de JULIO 2006
$\text{RAT} = \frac{129.813.909,83}{433.359.750,55} = 0.30$

Fuente: Datos de Estados Financieros de REC
Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Diagnóstico:

Representa que por cada dólar de activos, se logró vender \$0.67 para el año 2005 y \$0.30 para el 31 de Julio del año 2006 y como se observa en el año 2006 disminuyó considerablemente este índice, se concluye que existe un bajo grado de efectividad en la gestión de los bienes de activos de corporación.

⁴⁰ Principios de Administración Financiera-Lawrence J. Gitman-Décima Edición-Cap.2 Estados Financieros y su Análisis-DA5 Razones de Rentabilidad-Rotación del Activo total.

2.12. MATERIALIDAD

Las Normas Ecuatorianas de Auditoría se refieren al concepto de importancia relativa o materialidad del siguiente modo: Las omisiones o inexactitudes de elementos son materiales si pueden, individualmente o en su conjunto, influir en las decisiones económicas que los usuarios toman a partir de los estados financieros.

La importancia relativa o materialidad depende de la magnitud y de la naturaleza de la omisión o inexactitud, enjuiciada en función de las circunstancias particulares en que se haya producido. Bien la magnitud, o bien la naturaleza del elemento o una combinación de ambas, podría ser el factor determinante. La consideración de la materialidad es relevante para realizar los juicios relativos a la selección y aplicación de políticas contables, así como para la omisión o revelación de información en los estados financieros".

Cálculo del umbral de materialidad

Sobre la o las magnitudes base se aplican porcentajes y el resultado de dicha aplicación constituye el umbral de materialidad, o cifra a partir de la cual el error o conjunto de errores se considera significativo.

Los auditores aplican varias técnicas para cuantificar la materialidad.

Las normas exigen considerar la materialidad pero no exige cuantificar un monto, sin embargo, es práctico hacerlo.

De acuerdo con las normas existen dos niveles de materialidad:

- Global
- De planificación

Con el afán de disminuir el riesgo de detección, al auditor debe estimar una materialidad de planificación. En función de esta materialidad se determinará qué saldos o transacciones estarán sujetas a análisis.

Existen varias técnicas, sin embargo se describen las más utilizadas:

- Aplicación de un factor (1.5 ó 2)
- Aplicación de un porcentaje de recorte o “haircut” (25% ó 50%).⁴¹

2.12.1. Determinación de la Materialidad de los Estados Financieros

Red Eléctrica Corporación se crea como una persona jurídica de derecho privado, con finalidad pública, sin fines de lucro, con patrimonio y fondos propios, por lo que se ha decidido considerar para el cálculo de la materialidad el total de los ingresos, puesto que si se considera el total de gasto para obtener la materialidad planificada el valor de cálculo será mayor ya que la Corporación presenta déficit por consiguiente sus gastos superan los ingresos y cubrirá rubros los cuales no deberían ser considerados.

Por juicio profesional se considera necesario realizar un análisis de la materialidad para evaluar la naturaleza y magnitud de los costos y gastos para verificar si existen inexactitudes que puedan influir en la toma de decisiones económicas que los usuarios realizan a partir de los estados financieros.

⁴¹ Auditoría Financiera-Material del Seminario de Graduación Auditor CPA-ESPOL-Dictado Ing. Roberto Merchán.

Por la inestabilidad económica y financiera de la corporación se considera dentro del rango de alto riesgo por lo hemos decidido aplicar un porcentaje de 0.5% para el cálculo de la materialidad global y un recorte o “haircut del 50% para evaluar la materialidad planificada.

Según lo expuesto escogeremos para el análisis los rubros que superen el valor de la materialidad planificada \$426.294,00.⁴²

Total de Ingresos	Materialidad Global 0.5%	Materialidad Planificada 50%
170.517.599,20	852.588,00	426.294,00

Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.7
Determinación de la Materialidad

En el balance general y el estado de resultados se muestra diferenciado por el color azul las cuentas que sobrepasa el valor de la materialidad planificada por lo que hay que realizar el análisis correspondiente sobre la naturaleza de las cuentas.

⁴² Cálculos sobre Datos obtenidos de los Estados Financieros-REC.

RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN

BALANCE GENERAL

<u>ACTIVO</u>	Al 31/07/06
Activos fijos	45.742.467,19
Activos a largo plazo	5.698.804,44
Otros activos	1.328.791,84
Inventarios	13.901.246,11
Activo Circulante:	
Efectivo	10.700.334,72
Inversiones temporales	8.310.996,25
Cuentas por cobrar	345.539.809,17
Gastos pagados por anticipo	2.137.300,83
Total Activo Circulante	366.688.440,97
Total de Activos	433.359.750,55
	<u>Pasivo y Patrimonio</u>
Patrimonio	
Patrimonio asignado, neto	6.303.635,40
Pérdidas acumuladas	-126.867.432,80
Pérdidas del ejercicio	-25.357.704,89
Reserva por contingencia de activos fijos	13.553.506,41
	-132.367.995,88
<u>Pasivo a largo plazo</u>	
Fondo de solidaridad FERUM	9.203.133,01
Municipio de Guayaquil	6.505.670,75
Fideicomiso Local	60.591.868,06
Convenio de pago con generadoras de energía eléctrica	100.895.836,18
Provisión para arriendo de Activo fijo	-
Provisiones para Jubilación patronal e Indemnizaciones	-
	177.196.508,00
<u>OTROS Pasivos</u>	
Depósitos en garantía	9.719.662,17
<u>Pasivo Circulante</u>	
Sobregiros Bancario	27.055,76
Obligaciones Financieras	725.000,00
Cuentas por pagar	371.071.804,23
Gastos acumulados por pagar	6.987.716,27
Total del Pasivo Circulante	378.811.576,26
Total Pasivo y Patrimonio	433.359.750,55
Cuentas de Orden	212.866.600,18

Fuente: Gerencia de Contabilidad.

Tabla 2.8
Materialidad en el Balance General para el 31 de Julio del año 2006.

RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN

ESTADO DE RESULTADOS

	Periodos terminados al 31/07/2006
INGRESOS DE OPERACIÓN	
Venta de energía (Nota V)	
Sistema Distribución	113.860.675,51
Sistema Generación	15.953.234,32
	129.813.909,83
Otros ingresos (Nota W)	1.094.713,63
Ingresos extraordinarios (Nota X)	
Sistema Distribución	39.476.278,62
Sistema Generación	132.697,12
	39.608.975,74
Total Ingresos No Operacionales	40.703.689,37
TOTAL INGRESOS	170.517.599,20
COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN	
Costo de comercialización y distribución (Nota Y)	
Energía comprada	144.914.596,74
Costo de Generación (Nota Y)	
Generación a Vapor	6.561.716,69
Generación a Gas	12.327.705,94
Subestaciones	1.131,53
	18.890.554,16
Administración General	
Sistema Distribución	2.797.816,68
Sistema Generación	4.704.015,33
	7.501.832,01
Planificación y Dirección Técnica	7.524.795,36
División de Operaciones	6.956.966,99
División de Comercialización	6.269.832,33
Tecnología Procesos y Desarrollo	428.134,49
División de Finanzas	
Sistema Distribución	2.814.444,41
	2.814.444,41
Gastos ajenos a la operación	574.147,60
Total Costos y gastos de Operación	195.875.304,09
Gastos no operacionales	-
TOTAL COSTOS Y GASTOS	195.875.304,09
PÉRDIDA DEL EJERCICIO	-25.357.704,89

Fuente: Gerencia de Contabilidad

Tabla 2.9
Materialidad en el Estado de Resultados para el 31 de Julio del año 2006.

2.13. MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGO

CONSIDERACIONES DE FRAUDE

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGO				
CUENTA	Descripción	Aserciones	Procedimiento	Iniciales y fecha
			Mantenga una reunión con los miembros del equipo de auditoría incluyendo el socio del compromiso para discutir sobre la susceptibilidad de la empresa a afirmaciones erróneas materiales en los estados financieros que resultan del fraude. Esto puede hacerse como parte de la reunión de instrucción /reunión de otro equipo. Considere entre otros:	AmaG
Caja y Bancos	Partidas conciliatorias de las cuentas bancarias por identificar de años anteriores	Integridad, Existencia	Como y dónde se cree que puede haber susceptibilidad al fraude. Realizar la Gestión necesaria para la identificación de los valores en las partidas conciliatorias de años anteriores.	30/04/09
	Módulo de contabilidad difiere del módulo comercial en cuanto los saldos de cartera	Exactitud, Integridad	Analizar los desfases que existen entre el módulo de contabilidad y el módulo comercial y los factores externos e internos que pueden crear presiones para cometer fraude.	
Cuentas por Cobrar	La Corporación no ha provisionado el pago al Fideicomiso Local por el uso de los bienes afectos al servicio	Corte, Exactitud	Consideración de cualquier alegato de fraude	
	Debilidades de control evidenciados en la toma física de las bodegas de REC SD	Existencia, Valuación	Realizar pruebas sorpresivas más allá de las costumbre poniendo énfasis en la actitud del escepticismo profesional.	
Inventario				
	La gerencia cree que existan indicios de fraude en el stock que mantiene en bodega.	Existencia, Integridad	Realizar averiguaciones a la gerencia, auditoría interna y otros, dentro de la empresa para determinar si tienen conocimiento sobre algún fraude real, sospechoso o supuesto que afecte a la entidad.	AmaG
Ingresos			Considere la necesidad de diseñar procedimientos de auditoría para abordar los riesgos que se presume existen sobre afirmación errónea material debido a reconocimiento de ingresos fuera de la facturación regulada por el sistema comercial de REC. Sino hay tal riesgo respecto a reconocimiento de ingresos, entonces documente su razonamiento. Para responder sobre el dominio de la gerencia sobre el riesgo, debemos efectuar procedimientos de auditoría para:	AmaG
	Nuestras pruebas de auditoría muestran reconocimientos de ingreso fuera del sistema comercial.		a) Probar lo adecuado de los asientos de diario.	30/04/09
		Existencia, Evaluación, Integridad	b) Revisar estimaciones de contabilidad prejuzgadas c) Obtener un entendimiento del razonamiento del negocio sobre las transacciones significativas que llega a conocer el auditor y que no son del giro normal del negocio, o de otra manera es inusual.	

Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.10
Matriz de Evaluación de Riesgos

CONCLUSIÓN

Nosotros estamos satisfechos de que hemos evaluado adecuadamente el riesgo de fraude usando procedimientos que se indican arriba, adicional que la actual administración tiene el compromiso de combatir cualquier indicio de corrupción estableciendo controles.

2.14. EVALUACIÓN DEL CONTROL INTERNO COSO

2.14.1. Definición y Objetivos del Control Interno

El Control Interno es un proceso integrado a los procesos, y no un conjunto de pesados mecanismos burocráticos añadidos a los mismos, efectuado por el consejo de la administración, la dirección y el resto del personal de una entidad, diseñado con el objeto de proporcionar una garantía razonable para el logro de objetivos incluidos en las siguientes categorías⁴³:

- ✓ Eficacia y eficiencia de las operaciones.
- ✓ Confiabilidad de la información financiera.
- ✓ Cumplimiento de las leyes, reglamentos y políticas.

⁴³ http://www.geocities.com/unamosapuntes_2000/apuntes/auditoria/controlinterno.htm- Estudio y Evaluación del Control Interno y Ciclo de los Ingresos.

2.14.2. CONTROL INTERNO

2.14.2.1. Ambiente de control

El promedio de evaluación general, y no hay puntos particulares a observarse en relación a los riesgos a nivel de los estados financieros.

Partidas conciliatorias de las cuentas bancarias por identificar de años anteriores.

- Módulo de contabilidad difiere del módulo comercial en cuanto los saldos de cartera.
- La Corporación no ha provisionado el pago al Fideicomiso Local por el uso de los bienes afectos al servicio.
- Debilidades de control evidenciados en la toma física de las bodegas de REC-SD

Sin embargo existe la posibilidad de que se omitan registros, se produzcan errores, o la información no se reporte oportunamente para su contabilización.

2.14.2.2. Proceso de evaluación de riesgo del cliente

No hay ningún proceso formal para identificar riesgos comerciales relacionados con el informe financiero. Sin embargo, hay un conocimiento de los riesgos claves que enfrenta la empresa respecto a cumplir su estrategia y objetivos, por ejemplo:

De acuerdo a Ley de régimen del sector eléctrico la compañía no elige los clientes sino que es obligatorio entregar la energía de acuerdo a los valores determinados al CENACE, al mercado ocasional o spot y el mercado de contratos. De los cuales hay empresas que pagan y no pagan, los establecidos por contrato se cobra todo, el precio de venta de la energía es menor al costo de producción en las distribuidoras.

Actualmente el gobierno calcula el déficit tarifario y el cual los determina trimestralmente. El Gobierno se encarga de pagar directamente a Petrocomercial para que este proceda a vender el combustible necesario para REC-SG.

Considerando el tamaño de la entidad y la participación de los propietarios de las operaciones, la falta de un proceso formal para el área comercial referente a la recaudación de los valores por ejemplo la Corporación no cuenta con un manual de cobranzas para mitigar o controlar los riesgos que involucra la Venta de energía a los consumidores finales y que la misma sea cobrada o recaudada en su totalidad.

Esto no es considerado como una debilidad puesto que Red Eléctrica Corporación considera que toda la cartera de sus clientes es cobrable o recuperable. Y este proceso REC lo realiza en base a su experiencia en años anteriores.

2.14.2.3. Información y comunicación

Red Eléctrica Corporación está compuesta por aproximadamente 944 empleados tanto administrativos como trabajadores operativos, los cuales ofrecen sus servicios al público por medio de la Corporación.

La corporación se maneja de una manera disciplinada, mediante la correcta segregación de funciones a cada empleado, y cada departamento está dirigido por un jefe inmediato, el cual tiene la responsabilidad de estar al pendiente de sus trabajadores y de velar por el trabajo que se ejecute en su área. Todos los trabajos realizados en cada departamento están documentados por medio de memos los cuales son enviados con sus respectivas copias para tener constancias de los mismo.

Todo oficio o suscrito está dirigido al Gerente de cada departamento el cual verifica la integridad de la información para luego ser enviada a su destino final. La comunicación entre los diferentes departamentos es buena, porque toda actividad que se realiza en la corporación es reenviada a las diferentes áreas, para que tengan constancia de la misma.

2.14.2.4. Actividades de control sobre el proceso cuentas por cobrar-ingresos.

2.14.2.4.1. Los límites de créditos de los clientes

El servicio brindado debe ser pagado 10 días después de haber recibido las planillas, se tiene alrededor 460,000 clientes de los cuales 450,000 son masivos residenciales y comerciales pequeños, Los 450,000 los tienes divididos en 22 ciclos masivos y en promedio 20,000 c/u, la base de clientes por ciclos, en la base de datos ya esta especificado a que ciclo corresponde, una vez tomada la lectura.

Para el ingreso de un nuevo usuario se efectúa a través de solicitudes, las cuales son analizadas por el área comercial para la instalación del medidor, medio para controlar la entrega de energía y la gerencia comercial, es quien aprueba.

El usuario una vez que le llega la planilla cancela el medidor a tres meses y el consumo generado en el mes, por lo general la planilla llega con un mes de atraso, y la Corporación procede en la presente fecha al corte con una planilla vencida.

2.14.2.4.2. Aseguramiento de que todos los bienes y servicios prestados son facturados al cliente.

Por ser un servicio básico se entrega y se verifica mensualmente con la lectura del medidor en la cual se verifica el consumo y que después es digitado para que se cargue al módulo de facturación y se emita las facturas.

El sistema genera un archivo de lecturas críticas en la cual aparecen los casos que presentan que están por debajo o encima del margen, así como los que no se pudo efectuar la lectura por diferentes motivos.

El servicio que se percibe es cancelado el siguiente mes y se corta el servicio con una planilla vencida actualmente.

2.14.2.4.3. Aseguramiento de que los artículos y las cantidades incluidas en la factura corresponden a los artículos efectivamente embarcados o servicios prestados.

Existe un equipo de control de calidad de las lecturas de los medidores y se verifica un histórico del consumo de lecturas con este análisis de la tendencia de que sea razonable el consumo a variación al mes anterior, esta variación es el kilovatio hora consumido para el ingreso de información existe un equipo de 7 personas que digitan las lecturas la 1era y la 2da.

2.14.2.4.4. Aseguramiento de la adecuada autorización de devoluciones, notas de crédito y reservas.

Quien desarrolla este procedimiento es el Director Ejecutivo, y consiste en el caso de pérdida de algún bien por variación de voltaje previamente verificado. Para lo cual las personas se acercan a servicios al cliente y se verifica que el sector que el cliente, efectúa el reclamo se dio alteraciones de voltaje para que se dé el daño del equipo. Y otros casos por sobrefacturación se proceden al reclamo y si tiene la razón se emite una nota de crédito en la siguiente facturación.

2.14.2.4.5. Aseguramiento de que todas las transacciones de ventas e ingresos son registradas en los libros.

Todas las ventas son facturadas por el área de facturación la cual reporta al área comercial y se maneja en forma independiente del módulo de contabilidad en la cual se reporta diferencias entre los dos módulos.

Al facturar con corte 28 sin embargo contabilidad registra el costo venta de energía con corte 30 y antes de afectar a las cuentas contables respectivas son analizadas dentro del mismo sistema por el contador, para luego ser cargadas al sistema contable. Este proceso es desarrollado dentro del mismo sistema por los que no existen documentos que respalden el control. Este procedimiento se implemento para que se aplique una vez a la semana.

2.14.2.4.6. Aseguramiento de que el efectivo y otros pagos recibidos por parte de los clientes son depositados en forma inmediata en la cuenta bancaria.

La Corporación, tiene 4 puntos de recaudación, Parque California, Agencia centro, Agencia. Sur y Matriz en la Garzota a través de cajeros, con un contrato de recaudación con Banco del Pacífico, la cual al final del día se deposita en la cuenta del Banco del Pacífico destinada para este efecto además de la recaudación a través de otras Instituciones Financieras en las cual REC tiene cuenta corriente. Estos saldos que se recaudan diariamente son transferidos a la cuenta del Fideicomiso en el Banco del Pacífico.

2.14.2.4.7. Aseguramiento de cheques y cualquier otra forma de pago diferente a efectivo.

Para las transferencias y los depósitos efectuados por los clientes, el área de tesorería, revisa el estado de cuenta bancario vía Internet y evidencia que las acreditaciones se hayan efectuado, estos valores son transferidos a la cuentas del Pacífico del Fideicomiso destinado para garantiza el pago a la empresas generadoras de energía en la cual la Corporación mantiene obligaciones pendientes.

El fideicomiso destina el 36.39% a REC para su operario y la diferencia es distribuido para el pago a las compañías proveedoras de energía.

2.14.2.4.8. Aseguramiento de que las cancelaciones de cuentas de clientes están autorizadas y que únicamente se efectúen cancelaciones autorizadas.

Las cancelaciones de cuentas de clientes se efectúan mediante la evaluación de sus cuentas por cobrar. Las reservas para posibles pérdidas se incrementan mediante provisiones con cargo a resultados y se disminuyen con los castigos de valores considerados irrecuperables. Hasta la fecha de nuestra revisión por ser un servicio básico los saldos por cobrar no son castigados, y no se consideran incobrables porque representa dinero para la corporación, y al mantener cuentas por cobrar con más de 5 años vencidas que no se las haya dado de baja o castigadas se estaría inflando o sobrevalorando las cuentas por cobrar.

2.15. Evaluación de Riesgos

La gerencia es la encargada de realizar una revisión exhaustiva a los estados financieros emitidos por la Corporación, a su vez estos ya debieron ser revisados por el contador, el cual en conjunto con el Director Ejecutivo deberán identificar los riesgos mas significativos de la corporación para poder evaluarlos y darle tratamiento. Al haber realizado la revisión respectiva se deberá poner en práctica los indicadores necesarios para mitigar los riesgos. El Director Ejecutivo será el encargado de evaluar si los indicadores son los más apropiados, para la corporación.

2.16. Monitoreo

La gerencia de la corporación tiene claramente designada las responsabilidades para cada departamento. Por lo cual la gerencia es la encargada de supervisar que la informaron financiera esté lista, para ser utilizada al momento oportuno.

Al momento de realizar las auditorías internas y externas las diferentes áreas de la corporación proporcionan la información necesaria para poder realizar la auditoria, esto se debe a que se mantiene una adecuada interacción con los auditores. Así, mismo cuando se realizan las auditorías externas por las distintas firmas auditoras o consultoras, el departamento de contabilidad y auditoría interna facilita la información necesaria para llevar a cabo el trabajo de campo. Una vez terminada la auditoría externa se procede a entregar el Informe final impreso y en medio magnético al departamento contable, como también al departamento de auditoría interna.

2.17. CUESTIONARIO DE EVALUACIÓN DE CONTROL INTERNO Y NEGOCIO EN MARCHA.

CLIENTE:	RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN	Elaborado por: Angélica Guijarro Fecha: 2/05/09
PERÍODO TERMINADO:	Julio 31 del 2006	

Cuestionario de Evaluación de Control Interno y negocios en marcha:	<u>Planificación</u> Sí/ No	<u>Final</u> Sí/ No	Iniciales y fecha
Finanzas			
1. ¿Hay un número importante de pagos de dividendos que se vencen en el próximo año? <ul style="list-style-type: none"> • ¿Hay suficientes fondos excedentes disponibles para pagar el préstamo? • ¿Hay facilidades de préstamo adicionales? • ¿Se negocian facilidades adicionales de préstamo? • ¿Hay negociaciones para vender y volver arrendar activos fijos? • ¿Puede la compañía posponer el cambio de activos para generar efectivo? • ¿Se está demorando el cambio de activos fijos? 	<p style="text-align: center;"><i>Si</i></p> <p style="text-align: center;"><i>NO</i></p> <p style="text-align: center;"><i>No</i></p> <p style="text-align: center;"><i>No</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Si</i></p> <p style="text-align: center;"><i>No</i></p> <p style="text-align: center;"><i>SI</i></p>	<p style="text-align: center;">SI</p> <p style="text-align: center;">NO</p> <p style="text-align: center;">NO</p> <p style="text-align: center;">No</p> <p style="text-align: center;">Si</p> <p style="text-align: center;">No</p> <p style="text-align: center;">SI</p>	<p style="text-align: center;"><i>AngG</i> <i>2/05/09</i></p>
2. ¿La compañía ha incumplido o está por violar algún convenio de préstamo? <ul style="list-style-type: none"> • ¿Está la compañía negociando enmiendas al convenio? • ¿Hay una fuente alternativa de financiamiento? • ¿Está la compañía cerca de sus actuales límites de préstamo, sin ningún signo de reducción en cuanto a requerimientos? • ¿Están los activos fijos a largo plazo siendo financiados por préstamos de corto o mediano plazo? 	<p style="text-align: center;"><i>No</i></p> <p style="text-align: center;"><i>Si</i></p> <p style="text-align: center;"><i>NO</i></p> <p style="text-align: center;"><i>No</i></p> <p style="text-align: center;"><i>NO</i></p>	<p style="text-align: center;">No</p> <p style="text-align: center;">SI</p> <p style="text-align: center;">NO</p> <p style="text-align: center;">No</p> <p style="text-align: center;">NO</p>	<p style="text-align: center;"><i>AngG</i> <i>2/05/09</i></p>
3. ¿Tiene la compañía pasivos corrientes netos o su porcentaje está declinando? <ul style="list-style-type: none"> • ¿Hay evidencia de que la compañía pueda continuar negociando hasta que tenga suficientes activos para satisfacer sus responsabilidades corrientes? • ¿Es el cronograma de pagos de las responsabilidades corrientes suficiente para permitir que se aumenten las finanzas? • ¿Hay una pesada o creciente dependencia del financiamiento de corto plazo, particularmente de cuentas por pagar, impuestos por pagar y sobregiros? • ¿Están aumentando los días por cobrar? 	<p style="text-align: center;"><i>Si</i></p> <p style="text-align: center;"><i>NO</i></p> <p style="text-align: center;"><i>NO</i></p> <p style="text-align: center;"><i>No</i></p> <p style="text-align: center;"><i>No</i></p>	<p style="text-align: center;">SI</p> <p style="text-align: center;">NO</p> <p style="text-align: center;">NO</p> <p style="text-align: center;">No</p> <p style="text-align: center;">NO</p>	<p style="text-align: center;"><i>AngG</i> <i>2/05/09</i></p>

<ul style="list-style-type: none"> ¿Hay un desarrollo rápido del negocio que conduce a sobre - negociación? 	No	No	
Operaciones			
4. ¿Es la compañía dependiente de un proveedor importante? <ul style="list-style-type: none"> ¿Hay evidencia de que la compañía pueda obtener provisiones de otra fuente? ¿Puede la compañía adaptarse a una fuente y tipo sustitutos de provisión? ¿Un proveedor mayor esta tornándose insolvente? ¿Hay desacuerdos irreconciliables con un proveedor mayor que da lugar a la pérdida de provisión? 	No NO SI NO NO	No NO SI NO NO	AngG 2/05/09
5. ¿Es la compañía dependiente de un cliente mayoritario? <ul style="list-style-type: none"> ¿Hay evidencia de que la compañía pueda encontrar clientes alternativos? ¿Un cliente mayoritario se está tornando insolvente? ¿Hay desacuerdos irreconciliables con un cliente mayoritario que cause la pérdida del negocio? 	No Si No No	No Si No No	AngG 2/05/09
6. ¿Depende la entidad de la gerencia y del personal clave? <ul style="list-style-type: none"> ¿Hay evidencia de que la entidad no pueda sobrevivir con la pérdida de personal clave? ¿Cuál será el impacto de cualquier disputa industrial? 	SI No No	SI No No	AngG 2/05/09
7. ¿Es la entidad afectada por cualquier litigio o cambio en las leyes y reglamentos? <ul style="list-style-type: none"> ¿Hay alguna legislación gubernamental que restrinja el negocio? ¿Está la entidad involucrada en cualquier litigio mayor en el que un laudo contrario pueda impedir la continuidad de su existencia (por Ej. con relación con autos por no pago u órdenes de disolución)? 	SI SI SI	SI SI SI	AngG 2/05/09
8. ¿Hay asuntos que implican una gama de posibles presentaciones tan amplias que un resultado desfavorable pueda afectar a la condición apropiada de la base de los negocios en marcha <ul style="list-style-type: none"> ¿Hay seguro inadecuado que cubra la pérdida significativa durante el año o después del final del año? 	No No	No No	AngG 2/05/09
9. ¿Hay algún asunto pendiente que pueda afectar la continuidad de la empresa?	No	No	AngG 2/05/09

CONCLUSIONES

La Corporación fue constituida con la determinación de que se liquidará una vez que se formen las sociedades anónimas, que recibirán las concesiones para la generación y distribución del servicio de energía eléctrica para Guayaquil. Bajo las condiciones del fideicomiso local, el 13 de octubre del 2003 se registró la constitución de dos sociedades anónimas; sin embargo, hasta la fecha no se ha implementado ningún proceso de transferencia ni concesión. Esta situación crea una existencia incierta en la vida de REC. Los estados financieros han sido preparados asumiendo que la Corporación continuará como un negocio en marcha.

Se Concluye que Red Eléctrica Corporación no Cuenta con fondos disponibles para cubrir o pagar préstamos por el mismo motivo no tiene como negociar facilidades de préstamos adicionales puesto que la Corporación no posee una fuente alternativa de financiamiento

Según la Evaluación de Control interno realizada a la Corporación nos indica que sus financiaciones o deudas contraídas a largo plazo no están representadas en sus activos fijos. Por lo que se dice que no cuenta con la solvencia necesaria que indique el margen de seguridad por las obligaciones contraídas.

La corporación no presenta un adecuado progreso para realizar una sobre negociación de sus pasivos o deudas puesto que depende en gran manera del Financiamiento de sus proveedores.⁴⁴

Encargado		Revisor	
Firma	Fecha	Firma	Fecha
Angélica Guijarro Riera	02/05/09	Ing. Roberto Merchán	21/05/09

Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.11
Cuestionario de Evaluación del Control Interno y Negocio en Marcha.

⁴⁴ Conclusiones obtenidas como resultado de aplicación de Cuestionario de Evaluación y Negocio en Marcha a Red Eléctrica Corporación.

2.18. Enfoque del trabajo de auditoría

La auditoría trata de comprobar científica y sistemáticamente en los libros de contabilidad, comprobantes y demás registros el cumplimiento de los principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, las normas ecuatorianas de contabilidad (NEC), las Normas Ecuatorianas de Auditoría (NEA), para determinar la exactitud y la veracidad de esos datos contables.

2.18.1. Estrategia aplicada a Red Eléctrica Corporación

Para la elaboración de la auditoría en REC en el estudio y planificación se decide realizar pruebas sustantivas y pruebas de cumplimiento, ya que estas se enfocan en las pruebas de detalle y analíticas, consideradas de mucha importancia en el presente caso donde se ha determinado que los controles en la Corporación son inadecuados e insuficientes.

2.18.1.1. Pruebas de cumplimiento:

Determinan si los controles están establecidos y si están siendo aplicados adecuadamente, es decir de una forma que cumple con las políticas y procedimientos establecidos en la organización.

2.18.1.2. Pruebas sustantivas:

Persiguen la comprobación de los resultados obtenidos por el control y evalúan por tanto de esta forma directamente la eficacia del control.

Las pruebas de cumplimiento suelen realizarse antes que las pruebas sustantivas.

Si de las primeras se obtiene una evidencia suficiente de que el control está establecido y es adecuado, probablemente se habrán alcanzado los objetivos de la auditoría. Si las pruebas de cumplimiento no son determinantes, se llevarán a cabo pruebas sustantivas adicionales.

2.19. Programa de Auditoría

Los programas de auditoría se han realizado en base a los resultados obtenidos del análisis respectivo de la evaluación del control interno de la corporación.

Los programas de auditoría se han realizado para las cuentas que representan mayor riesgo en la corporación.

Cada programa contiene objetivos, procedimientos y las aseveraciones que serán evaluadas para llegar al objetivo de la auditoría.

Los programas de auditoría que se detallan a continuación fueron elaborados para los siguientes rubros de los estados financieros:

1. Programa de Auditoría Caja/Bancos
2. Programa de Auditoría de Cuentas por Cobrar
3. Programa de Auditoría de Inventario.
4. Programa de Auditoría de Inversiones Temporales
5. Programa de Auditoría Activos Fijos
6. Programa de Auditoría de Cuentas por Pagar
7. Programa de Auditoría de Pasivos a Largo Plazo
8. Programa de Auditoría de Patrimonio
9. Programa de Auditoría de Ingreso/ Ventas
10. Programa de Auditoría de Gastos

PROGRAMA DE TRABAJO "CAJA/BANCOS"

OBJETIVOS GENERALES:

Comprobar que el rubro Efectivo o disponible, esté debidamente registrado y custodiado.

Verificar la existencia de los fondos en efectivo y de depósitos a la vista, en poder de los bancos.

#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DER. Y OBLIG	PRES. Y REVEL.	CORTE	VALUACIÓN
1	Revisar si la información acerca de los disponible de la compañía, debidamente actualizada se hace llegar oportunamente a la administración y a los encargados dentro de la compañía.		X	X	X	X		
2	Tomar selectivamente movimientos diarios de caja.						X	X
3	Examinar la existencia de documentos que soporten los arqueos diarios de efectivo como un medio de control de las entradas y salidas de este.	X		X		X		
4	Revisar que exista un completo análisis del manejo del disponible para identificar fallas y aplicar las correcciones necesarias.		X					X
5	Conciliar los auxiliares con los saldos de las cuentas del mayor general.		X			X		X
6	Cotejar los saldos bancarios con las respuestas de confirmaciones bancarias.		X	X				
7	Verificar la validez de las partidas que componen la conciliación, tal como los depósitos en tránsito y cheques expedidos por la empresa y aun pendientes de pago por el banco.	X	X					
8	Comprobar las operaciones que dan origen a los ingresos y egresos, estableciendo el registro en el auxiliar; que se anexasen los documentos soportes.	X	X	X		X		X
9	Sumar los recibos de caja y cruzarlos contra comprobantes de consignación y auxiliares. Determinar que el efectivo haya sido recaudado en su totalidad y en el estado en que se recibió.	X	X	X			X	X
10	Solicitar confirmación de las cuentas bancarias que tuvieron movimiento durante el año, a las fechas que se considere conveniente.	X		X			X	

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.12

PROGRAMA DE TRABAJO "CUENTAS POR COBRAR"										
OBJETIVOS GENERALES:										
Probar la integridad, existencia de las ventas-ingresos por la distribución de energía eléctrica en el período de enero a julio del año 2006										
Probar la exactitud de las recaudaciones por ventas de energía eléctrica en el período de enero a julio del año 2006										
Determinar la adecuada clasificación de las cuentas por cobrar y el análisis del estado de los clientes según la categoría que mantienen en Red Eléctrica Corporación.										
Clasificar la cartera-clientes de acuerdo a la antigüedad de saldos y verificar si la reserva para cuentas incobrables es suficiente en relación a la antigüedad de saldos										
#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DER. Y OBLIG	PRES. Y REVEL.	CORTE	VALUACIÓN		
1	Realizar cuadros comparativos sobre las ventas-facturación y recaudación	x	x	x						
2	Análisis y revisión de las cobranzas-recaudaciones en forma mensual de los diferentes Bancos	x	x	x				x		
3	Enviar cartas para confirmaciones de Saldos de los clientes.									
4	Análisis de las cuentas por cobrar a clientes por venta de energía según su clasificación por categorías y antigüedad de saldos	x	x	x			x			
5	Revisar la valuación de la reserva para cuentas incobrables según la antigüedad de los saldos de cartera-clientes por categorías a julio del año 2006		x	x					x	

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.13

PROGRAMA DE TRABAJO " INVENTARIO "

OBJETIVOS GENERALES:

Verificar la existencia del inventario y las transacciones que afecten el costo de los productos.
 Comprobar la veracidad administrativa de los registros, de los programas que soportan a los inventarios y al costo de ventas.
 Analizar si no existe diferencia entre las existencias físicas y los registros contables.
 Verificar si los inventarios se han evaluado de acuerdo con Normas Internacionales de Contabilidad.
 Revisar la información sobre las compras, las ventas, las devoluciones y de descuentos.
 Determinar si la valuación de los inventarios y del costo de los productos vendidos se obtuvo con métodos apropiados.
 Determinar si son apropiadas la presentación y revelación de los Inventarios y del costo de productos vendidos

#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DER. Y OBLIG.	PRES. Y REVEL.	CORTE	VALUACIÓN
1	Obtener una copia del inventario físico terminado y comprobar su veracidad.	x	x	x				
2	Pruebas sobre ingresos y salidas de bodega.	x		x		x		
3	Observar la realización del inventario físico.	x		x				x
4	Evaluar las bases y los métodos de la fijación de precios al inventario.						x	x
5	Repasar el corte de fin de año de las transacciones de compra y de venta.	x			x		x	
6	Determinar si algunas existencias han sido pignoradas y revisar los compromisos.	x				x		x
7	Observar la realización del inventario físico y hacer conteos de prueba.			x				x
8	Análisis de estimaciones para pérdidas u obsolescencia.		x					
9	Revisar el corte de compras y de transacciones de venta de fin de año.		x				x	
10	Comparación del inventario físico con las tarjetas de control de inventarios y los registros contables.		x	x			x	

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.14

PROGRAMA DE TRABAJO "PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO"

OBJETIVOS GENERALES:

La propiedad, planta y equipo son todos aquellos activos que no están destinados para la venta en el curso normal de los negocios y cuya vida útil excede de un año.

Determinar si los movimientos en las cuentas de activos fijos se registran adecuadamente.

Revisar que exista un completo sistema de control de los activos fijos, actualizado y adecuado a las condiciones de la Corporación.

#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DER. Y OBLIG.	PRES. Y REVEL.	VALUACIÓN
1	Indagar si los conceptos relacionados con este rubro (depreciaciones, ajustes por inflación, pérdida por obsolescencia, etc.) han sido estimados apropiadamente.	x	x	x		x	
2	Examinar que los valores correspondientes a la cuenta Propiedad, Planta y Equipo de la compañía están debidamente clasificados y mostrados de acuerdo a sus condiciones.		x	x		x	
3	Establecer la existencia física de los activos fijos.	x					
4	Determinar si la depreciación del período es razonable.		x	x		x	x
5	Verificar que los soportes de la Propiedad planta y equipo, se encuentren en orden y de acuerdo a las disposiciones legales.			x	x		
6	Verificar que los activos fijos estén adecuadamente asegurados.						x
7	Verificar que los ajustes a los activos por concepto de inflación y depreciación sean calculados y registrados adecuada y oportunamente.		x	x			
8	Verificar la existencia de un manual de funciones del personal encargado del manejo de Propiedad, planta y equipo Al igual que el conocimiento y cumplimiento de este por parte de los empleados.	x		x		x	
9	Comprobar si los costos y las depreciaciones o amortizaciones respectivas, por bajas, obsolescencia o disposiciones importantes de bienes, han sido eliminadas de las cuentas correspondientes.		x			x	x

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.15

PROGRAMA DE TRABAJO "PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO"

OBJETIVOS GENERALES:

La propiedad, planta y equipo son todos aquellos activos que no están destinados para la venta en el curso normal de los negocios y cuya vida útil excede de un año.

Determinar si los movimientos en las cuentas de activos fijos se registran adecuadamente.

Revisar que exista un completo sistema de control de los activos fijos, actualizado y adecuado a las condiciones de la Corporación.

#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DER. Y OBLIG.	PRES. Y REVEL.	VALUACIÓN
1	Indagar si los conceptos relacionados con este rubro (depreciaciones, ajustes por inflación, pérdida por obsolescencia, etc.) han sido estimados apropiadamente.	x	x	x		x	
2	Examinar que los valores correspondientes a la cuenta Propiedad, Planta y Equipo de la compañía están debidamente clasificados y mostrados de acuerdo a sus condiciones.		x	x		x	
3	Establecer la existencia física de los activos fijos.	x					
4	Determinar si la depreciación del período es razonable.		x	x		x	x
5	Verificar que los soportes de la Propiedad planta y equipo, se encuentren en orden y de acuerdo a las disposiciones legales.			x	x		
6	Verificar que los activos fijos estén adecuadamente asegurados.						x
7	Verificar que los ajustes a los activos por concepto de inflación y depreciación sean calculados y registrados adecuada y oportunamente.		x	x			
8	Verificar la existencia de un manual de funciones del personal encargado del manejo de Propiedad, planta y equipo Al igual que el conocimiento y cumplimiento de este por parte de los empleados.	x		x		x	
9	Comprobar si los costos y las depreciaciones o amortizaciones respectivas, por bajas, obsolescencia o disposiciones importantes de bienes, han sido eliminadas de las cuentas correspondientes.		x			x	x

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.16

PROGRAMA DE TRABAJO "CUENTAS POR PAGAR "

OBJETIVOS GENERALES:

Determinar que los pasivos a corto plazo, realmente existan y constituyan obligaciones pendientes de pago a la fecha del balance general.

Verificar si las obligaciones adquiridas con el proveedor son las que se mantienen con la entidad.

Realizar una adecuada revisión de los registros que se llevan en la Corporación, para evitar fallos en los mismos.

#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DER. Y OBLIg.	PRES. Y REVEL.	CORTE	VALUACIÓN
1	Verificar si los saldos de los proveedores son razonables y el importe de las compras es acorde con las necesidades de la empresa.		X	X		X		
2	Verificar que exista una correlación entre el pedido, la mercancía recibida y el importe facturado.	X	X	X			X	X
3	Verificar la existencia de la autorización correspondiente para cada pedido.	X		X	X			
4	Comprobar que los saldos de pasivo no están infravalorados y que están adecuadamente descritos y clasificados en los estados financieros.	X	X	X		X		
5	Asegurarse que los pagos realizados están adecuadamente autorizados.		X	X				
6	Verificar que los saldos de las cuentas a pagar representan deudas reales de la empresa.	X		X	X	X		
7	Efectuar un análisis de la antigüedad de los saldos.	X		X		X		
8	Comprobar que los pasivos están contabilizados en el período que les corresponde según criterios contables.	X	X	X				
9	Confirmar que los sistemas de control interno utilizados en esta área, son eficaces.	X		X				X

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.17

PROGRAMA DE TRABAJO " PASIVOS A LARGO PLAZO"

OBJETIVOS GENERALES:

- Verificar la correcta clasificación de las cuentas correspondientes a este grupo, según sean de largo o corto plazo.
- Comprobar que las cuentas de esta partida se encuentran bien clasificadas y presentadas adecuadamente dentro del Balance.
- Comprobar que las deudas que se presentan en esta partida realmente existan.
- Comprobar que los préstamos realizados cuenten con la debida autorización.
- Determinar si todas las obligaciones financieras pendientes de pago han sido registradas correctamente.
- Fortalecer el sistema de Control Interno para garantizar que el sistema de autorizaciones sea respetado y permita tener certeza acerca de la legitimidad de las obligaciones contraídas por la Corporación.

#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DER. Y OBLIG.	PRESEN. Y REVEL.	CORTE	VALUACIÓN
1	Verificar la precisión en el cálculo y registro de los gastos por concepto de intereses y las provisiones correspondientes.	x	x	x	x	x		
2	Comparar los saldos en libros de las obligaciones financieras con el listado y verificar la antigüedad de las obligaciones.	x		x		x		
3	Examinar desde su origen, mediante pruebas selectivas cada transacción desde la autorización hasta su pago, anotando las reducciones y su posible efecto en el monto pendiente de pago al final del período.		x				x	x
4	Comprobar los estados mensuales regulares de las obligaciones financieras contra el pasivo registrado a fin de año.		x	x		x	x	x
5	Verificar que se tengan las aprobaciones por escrito de todos los préstamos solicitados.	x			x			
6	Solicitar la confirmación de saldos a las obligaciones financieras.			x	x	x		
7	Examinar los estados mensuales de las obligaciones financieras como base de comprobación de saldos individuales.		x	x	x	x	x	x

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.18

PROGRAMA DE TRABAJO "PATRIMONIO "

OBJETIVOS GENERALES:

Comprobar que los saldos y movimientos estén de acuerdo con las decisiones tomadas por el consejo de administración.

Verificar que los conceptos que integran el patrimonio estén debidamente valuados.

Comprobar su adecuada presentación y revelación en los estados financieros.

#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DER. Y OBLIG.	PRES. Y REVEL.	VALUACIÓN
1	Cotejar el saldo inicial del ejercicio contra el auditado del ejercicio anterior.	x	x				x
2	Verificar la corrección de los movimientos que afecten la cuenta. (No debe ser afectada por registro de gastos o ingresos)	x	x	x		x	x
3	Analizar la documentación que respalda las operaciones efectuadas durante el ejercicio en curso, encontrándola en forma correcta.			x		x	
4	Cotejar las variaciones que se presentan en el estado financiero relativo con los movimientos registrados en contabilidad.	x	x	x		x	
5	Verificar la corrección de los movimientos que afecten la cuenta.	x	x	x		x	
6	Revisar que la distribución de capital fue aprobada por la junta de accionistas que aprobó el balance anterior.	x		x	x	x	

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.19

PROGRAMA DE TRABAJO "INGRESO-VENTAS"									
OBJETIVOS GENERALES:									
Determinar la ocurrencia de las transacciones de ingreso.									
Verificar el adecuado reconocimiento de ingresos por la venta de energía eléctrica a los usuarios finales del servicio de distribución.									
Determinar la presentación y revelación adecuada de las cuentas de ingreso.									
Establecer la integridad de los ingresos									
#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DERE Y OBLIGAC	PRESENT. Y REVEL	CORTE	VALUACIÓN	
1	Determinar si las ventas y otros ingresos han sido registrados en el período a que corresponden.	X	X	X		X			
2	Verificar si los ingresos ajenos a las operaciones normales han sido segregados de los ingresos por ventas y han sido debidamente presentados en el estado de resultados.	x	x	x		x			
3	Efectuar un corte de ingresos.						X	X	
4	Análisis del reconocimiento de los ingresos por venta-facturación de energía REC-Sistema Distribución.	x	x	x					
5	Análisis del reconocimiento del Ingreso Extraordinarios por Déficit Tarifario en Compra-Venta de Energía Eléctrica.	x	x	x		x			

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.20

PROGRAMA DE TRABAJO "GASTOS"										
OBJETIVOS GENERALES:										
Determinar la razonabilidad de los gastos.										
Comprobar que los egresos estén adecuadamente registrados.										
Establecer la integridad de los gastos.										
#	PROCEDIMIENTOS SUSTANTIVOS	EXISTENCIA	EXACTITUD	INTEGRIDAD	DER. Y OBLIG.	PRES. Y REVEL	CORTE	VALUACIÓN		
1	Revisar y efectuar pruebas sobre fluctuaciones de compras significativas, sobre precios de compra y el análisis realizado por la empresa.	X	X	X						
2	Evaluar la razonabilidad de las compras en relación con las ventas y existencias.	X	X	X						
3	Estimar las compras usando los márgenes obtenidos por la empresa y relacionarlos con las cifras presupuestadas.		X				X			
4	Comprobar que la salida de dinero realizadas corresponden a los valores registrados en libros.	X	X	X			X			

Elaborado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Tabla 2.21

CAPÍTULO III

EJECUCIÓN DE PRUEBAS DE AUDITORÍA

CAPÍTULO III

3.1. AUDITORÍA DEL RUBRO CUENTAS POR COBRAR-INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA A CONSUMIDORES FINALES

3.1.1. Motivo del examen

La auditoría financiera a la Red Eléctrica Corporación se lleva a efecto en cumplimiento al plan de auditoría, para el periodo comprendido entre el 01 de Enero al 31 de Julio de 2006.

3.1.2. Alcance de la Auditoría

La auditoría comprenderá la revisión y evaluación integral del rubro Cuentas por Cobrar - Ingresos en el periodo comprendido entre el 01 de enero hasta el 31 de Julio de 2006 y los objetivos referentes a determinar en forma fehaciente el grado de cumplimiento de Red Eléctrica-distribución, las obligaciones constantes en el contrato de Concesión y en la normativa vigente.

3.1.3. Objetivo General

Probar la razonabilidad del rubro Cuentas por cobrar-Ingresos de los estados financieros presentados por la entidad en conformidad con los PCGA, NEA, NEC y LRSE.

3.1.3.1. Objetivos Específicos

- ✓ Comprobar si las cuentas por cobrar son auténticas y si tienen origen en operaciones de ventas.
- ✓ Determinar que los ingresos por ventas se hayan recaudado de forma inmediata e intacta y verificar su registro.
- ✓ Comprobar si los valores registrados son realizables en forma efectiva (cobrables en dólares).
- ✓ Comprobar si hay una valuación permanente respecto de intereses y reajustes del monto de las cuentas por cobrar vencidas para efectos del balance.
- ✓ Verificar la existencia de deudores incobrables y su método de cálculo contable.
- ✓ Establecer que las cuentas por cobrar se hallan contabilizadas y valuadas adecuadamente y verificar su propiedad.
- ✓ Verificar si los recursos recibidos durante el período sujeto del examen fueron aplicados por las autoridades de Red Eléctrica Corporación, observando el cumplimiento de las disposiciones legales, normativas y reglamentarias vigentes para la ejecución de sus operaciones financieras.
- ✓ Emitir las observaciones, conclusiones y recomendaciones derivadas de las situaciones detectadas durante el desarrollo de la auditoría, especificando de manera detallada y cuantificada, los efectos negativos en perjuicio del cliente, si los hubiere.

3.2. EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE AUDITORÍA

En el siguiente capítulo se realizará la ejecución de lo establecido en el programa de auditoría para las Cuentas por Cobrar-Ingresos con el fin de determinar la razonabilidad de dichos rubros.

<u>CUENTAS POR COBRAR:</u>		
Cientes por venta de energía	(1)	68,509,770.19
Cientes por venta de potencia y energía MEM:		
Empresas distribuidoras de energía eléctrica	(2)	23,079,408.86
Empresas generadoras de energía eléctrica		777,380.04
Grandes consumidores		282,306.06
Transmisión		2,195.37
		<hr/>
		24,141,290.33
Ministerio de Economía (Déficit tarifario)	(3)	175,766,032.34
Fideicomisos :		
Distribución:		
Fideicomiso Local	(4)	44,850,233.62
Fideicomisos varios	(5)	102,581.63
Generación :		
Fideicomiso local	(6)	5,944,690.39
Fideicomiso Fodevasa	(7)	200,439.26
		<hr/>
		51,097,944.90
Empleados, obreros y jubilados		
Sistema Distribución		2,687,973.82
Sistema Generación		800.00
		<hr/>
	(8)	2,688,773.82
Anticipos		
Sistema Distribución		9,115,189.08
Sistema Generación		815,680.32
		<hr/>
	(9)	9,930,879.40
Deudores varios		
Sistema Distribución		1,672,658.43
Sistema Generación		14,338.75
		<hr/>
	(10)	1,686,997.18
Obras en proceso M.I. Munic. De Guayaquil	(11)	4,961,991.94
Retenciones de impuesto a la renta	(12)	2,219,589.37
CATEG - S. Generación	(13)	4,104,624.26
M.I. Municipalidad de Guayaquil	(14)	180,624.92
Fundación Guayaquil Siglo XXI	(14)	1,559,028.98
Fundación Malecón 2000	(14)	132,281.08
Cuentas por cobrar a EMELEC		
Reclamos a proveedores	(15)	719,719.63
Intereses por cobrar (Nota H)		55,199.11
Préstamos a tercerista y Servicios prestados		100,037.52
Ordenes de trabajo en ejecución		1,115,925.15
		<hr/>
		348,970,710.12
(Menos) : Depósitos en cuentas de CATEG - SG no identificados		583,875.55
(Menos): Provisión para cuentas incobrables	(16)	2,847,025.40
		<hr/>
		345,539,809.17

Tabla 3.1
Detalle de las Cuentas por Cobrar al 31 de Julio del año 2006⁴⁵

⁴⁵ Detalle de las Cuentas por Cobrar de Red Eléctrica Corporación-Gerencia de Contabilidad.

3.2.1. Aplicación de pruebas sustantivas para el rubro Cuentas por Cobrar a Consumidores Eléctricos.

3.2.1.1. Circular a los clientes para confirmar sus saldos al 31 de Julio del año 2006.⁴⁶

Aserción: Existencia, Exactitud, Valuación.

Objetivo: Confirmar la autenticidad de las Cuentas por Cobrar de los Grandes Consumidores Eléctricos por concepto de peajes y tasas, puesto que representan una parte significativa del total de los clientes de Red Eléctrica Corporación.

Muestra: Del total de la cartera de clientes de Red Eléctrica Corporación se decidió escoger a los Grandes Consumidores Eléctricos facturación por peaje, tasas e impuestos por la transmisión de energía eléctrica y potencia.

Procedimientos:

- Con corte al 31 de Julio del año 2006 solicitar al departamento de contabilidad un reporte de los Grandes Consumidores Eléctricos de la Corporación.
- Clasificar respectivamente los clientes Grandes Consumidores Eléctricos en Regulados, no Regulados y Eventuales y elegir a los Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados puesto que su facturación se da fuera del sistema comercial de forma manual.
- Enviar cartas de confirmación de saldos referente de la cuenta que mantuvieron estas empresas al 31 de Julio del año 2006.

⁴⁶ Anexo C- Carta para Confirmación de Saldos al 31 de Julio del año 2009 aplicado a Grandes Consumidores Eléctricos.

- Análisis de resultados de las confirmaciones.
- Aplicación de procedimientos o pasos alternos a los clientes de quienes no se recibió la confirmación de saldos al 31 de Julio del año 2006, para verificar la razonabilidad de sus saldos y las fechas de pago de los mismos.

Conclusión:

- Se observó que no hubo la colaboración de los clientes Grandes Consumidores Eléctricos en la confirmación de los saldos que tuvieron pendientes al 31 de Julio del año 2006.⁴⁷
- Se realizó la revisión física de las facturas de los Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados que colaboraron con la confirmación de saldos por un monto de \$17.397,47 sin existir ninguna diferencia.
- Para los clientes Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados que no contestaron la carta de confirmación de saldos por un monto de \$407.548,27 para los cuales se realizó pasos alternos para verificar la cancelación de los saldos que estuvieron pendientes hasta el 31 de Julio del año 2006.

3.2.1.2. Análisis de procedimientos o pasos alternos aplicados a clientes Grandes Consumidores por facturación de peaje y tasas.

Aserción: Existencia, Exactitud, Corte.

Objetivo: Analizar la efectividad de la gestión de cobranza realizada por los departamentos encargados.

⁴⁷ Anexo D-Detalle de Resultados de la Confirmación de Saldos de los Grandes Consumidores al 31 de Julio 2006.

Verificar la recaudación de los valores facturados a los Grandes Consumidores Eléctricos, revisar la documentación respectiva y las fechas en las que se realizaron los cobros de las mismas para confirmar la efectividad de la gestión de cobranza.

Muestra: Selección de Cuentas por Cobrar a clientes Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados, facturación por peaje y tasas al 31 de julio del año 2009.

Procedimientos:

- Con corte al 31 de Julio del año 2006 solicitar al departamento de contabilidad un reporte de los clientes Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados.
- Analizar los valores registrados por el departamento de contabilidad contra la facturación realizada por el departamento de control técnico de la Corporación.
- Revisar la existencia de los pagos o abonos realizados por los Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados al 31 de Julio del año 2006 y las fechas cuando se realiza la cancelación total de las facturas para evaluar la efectividad de la cobranza.⁴⁸

Conclusión:

- Se realizó la verificación de las respectivas facturas y comprobantes de cobro de los valores adeudados por los Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados por concepto de peaje, tasas e impuestos de los meses de Marzo, Abril y Mayo los mismos que en su totalidad no fueron cancelados al 31 de Julio del 2006 fecha en la que se realizó la facturación y el respectivo registro contable por el departamento de contabilidad y que la corporación los recaudó en su totalidad en los meses subsiguientes enviando a la cuenta de orden la recaudación de tasas e impuestos para ser transferidos a terceros.

⁴⁸ Anexo E-Detalle de Facturas emitidas a Grandes Consumidores no canceladas al 31 de Julio del año 2006. Pasos Alternos de Confirmación de Clientes.

- Se ha observado que pocos de los Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados cancelaron sus deudas o abonaron valores para disminuir sus facturas pendientes al 31 de Julio sin embargo la deuda de los mismos queda saldada totalmente por el valor de \$407.548,27 en los meses de Agosto y Septiembre.

3.2.1.3. Análisis de las cuentas por cobrar a clientes por venta de energía según su clasificación por categorías y antigüedad de saldos.

Aserción: Existencia, Integridad, Exactitud, Valuación.

Objetivo: Determinar la adecuada clasificación de las Cuentas por Cobrar y el análisis del estado de los clientes según la categoría que mantengan en Red Eléctrica Corporación.

Evaluar el saldo total de la cartera-clientes que presenta el sistema comercial respecto al registro contable según el sistema financiero que se refleja en el balance general.

Muestra: Cuentas por Cobrar, clasificación por categoría o grupos de tarifas, estado de clientes y antigüedad de saldos.

Procedimientos:

- Con corte al 31 de Julio del año 2006 solicitar al departamento de sistemas un respaldo de la cartera-clientes según el sistema comercial para clasificarla según la antigüedad de saldos, estado y categoría de los clientes.
- Solicitar al departamento de sistemas el movimiento del mayor auxiliar según el sistema financiero de las cuentas: facturación con código de cuenta 1420101, intereses de facturación con código de cuenta 1420104, Facturación al Gobierno con código de cuenta, Intereses al Gobierno con código de cuenta 1420106, Facturación Municipio con código de cuenta 1420107, Intereses Municipio con código de Cuenta 1420108.

- Realizar un análisis detallado del total de la cartera de clientes que asciende a 732.241 clientes con saldo \$119.218.336,95 según el sistema comercial de Red Eléctrica Corporación al 31 de Julio del año 2006.
- Realizar la segregación de la cartera por categorías para el análisis de saldos y número de clientes en cada categoría.
- Evaluar y conciliar el movimiento de los saldos de la clasificación respectiva que nos presenta el sistema comercial de cada cliente contra el mayor auxiliar o registros contables.⁴⁹

3.2.1.3.1. Detalle de Cuentas por Cobrar - Clientes por venta de energía según balance general.

A continuación el siguiente detalle:

	31/07/2006
Facturación	50,774,299.59
Intereses de Facturación	6,537,188.90
Facturación al Gobierno	3,773,844.52
Intereses al Gobierno	1,276,031.08
Facturación Municipio	5,692,224.04
Intereses Municipio	443,636.72
Cheques protestados	12,545.34
	\$68,509,770.19

Tabla 3.2
Detalle de Cuentas por Cobrar por Facturación de Energía

⁴⁹ Anexo F-Detalle de las Cuentas por Cobrar Clasificación por Categoría, estado y Antigüedad de Saldos.

Análisis de Auditoría

Detalle	Valor
Cuentas por Cobrar Facturación Reg. Contable	57,281,488.49
Cuentas por cobrar-Facturación Clientes RES Sist. Com.	(-) 66.937.410,69
Diferencia Reg. Cont Vs Sist. Comercial	<u>\$9,655,922.20</u>

Tabla 3.3
Análisis cuentas por cobrar Facturación-clientes Julio 2006

Análisis de Auditoría

Detalle	Valor
Cuentas por Cobrar Fact. Gobierno e Intereses Reg. Contable	5,049,875.60
Cuentas por cobrar-Fact. Gobierno Sist. Comercial	(-) 3,088,621.61
Diferencia Reg. Cont. Vs Sist. Comercial	<u>\$1,961,253.99</u>

Tabla 3.4
Análisis cuentas por cobrar Facturación Gobierno Julio 2006

Análisis de Auditoría

Detalle	Valor
Cuentas por Cobrar Fact. Municipio Reg. Contable	6,135,860.76
Cuentas por cobrar-Fact. Municipio Sist. Comercial	(-) 3,051,561.14
Diferencia Reg. Cont. Vs Sist. Comercial	<u>\$3,084,299.62</u>

Tabla 3.5
Análisis cuentas por cobrar Facturación Municipio Julio 2006

Conclusión:

Luego de analizar el movimiento del total de las Cuentas por Cobrar con su respectivo saldo, con clasificación por el estado y categoría de los clientes mediante el sistema comercial cuyo detalle incluye los interés que generaron las cuentas vencidas desde 30 días hasta más de 180 días por consiguiente se puede concluir:

- El registro contable del rubro Cuentas por Cobrar por facturación clientes con estado activos dentro de la categoría residencial en el balance general se encuentra subvalorado por \$9,655,922.20 respecto al saldo de Cuentas por Cobrar categoría residencial de 412.505 clientes que presenta el sistema comercial.

- El registro contable del rubro Cuentas por Cobrar por facturación gobierno en el balance general se encuentra sobrevalorado por \$1,961,253.99 respecto al saldo de Cuentas por Cobrar de 1564 clientes con estado activos que presenta el sistema comercial.

- El registro contable del rubro Cuentas por Cobrar por facturación municipio en el balance general se encuentra sobrevalorado por \$3,084,299.62 respecto al saldo de Cuentas por Cobrar de 429 clientes con estado activos que presenta el sistema comercial.

Después de haber analizado cada rubro que conforma las Cuentas por Cobrar a clientes por la facturación de energía eléctrica se procedió a revisar las diferencias que existieron entre el sistema comercial y los registros contables llegando a la conclusión que dichas diferencias se debieron a desfases del sistema por la implementación de uno nuevo el cual no realizaba la debida segregación de los clientes por las categorías respectivas.

En este período se pudo observar que existió facturación a clientes eventuales y clientes no regulados fuera del sistema comercial siendo esto uno de los motivos del desfase entre el sistema comercial y los registros contables.

Las diferencias encontradas no pudieron ser evaluadas debido a la limitación en el alcance en nuestra auditoría puesto que no tuvimos acceso a toda la información para netear las cuentas por cobrar por lo que se concluye lo antes mencionado.

3.2.1.4. Revisar la valuación de la reserva para cuentas incobrables según la antigüedad de los saldos de cartera-clientes por categorías a Julio del año 2006.

Aserción: Existencia, Exactitud, Integridad.

Objetivo: Probar la exactitud del total de la cartera-clientes al 31 de Julio del año 2006. Clasificar la cartera-clientes de acuerdo a la antigüedad de saldos y verificar si la reserva para Cuentas Incobrables es suficiente en relación a la antigüedad de saldos.

Muestra: Cuentas por Cobrar, clasificación por categoría o grupos de tarifas, estado de clientes y antigüedad de saldos.

Procedimientos:

- Con corte al 31 de Julio del año 2006 solicitar al departamento de sistemas un respaldo de la cartera-clientes según el sistema comercial para clasificarla por antigüedad de saldos, estado y categoría de los clientes.
- Solicitar al departamento de sistemas el movimiento del mayor auxiliar según el sistema financiero de la cuenta reserva para cuentas incobrables con código de cuenta 1420199.
- Analizar el movimiento de la reserva para cuentas incobrables al 31 de Julio del año 2006.
- Verificar la razonabilidad de la reserva para cuentas incobrables al 31 de Julio del año 2006.
- Calcular una reserva para cuentas incobrables considerando el análisis de la antigüedad de saldos de la cartera-clientes según la base de datos obtenida del sistema comercial.
- Conciliar la reserva para cuentas incobrables calculada en el punto anterior contra el movimiento de la misma en el sistema financiero o registros contables. Si existen diferencia analizar y realizar las recomendaciones necesarias.⁵⁰

⁵⁰ Anexo F-Detalle de las Cuentas por Cobrar Clasificación por Categoría, estado y Antigüedad de Saldos.

Provisión de Cuentas Incobrables Red Eléctrica Corporación

	<u>31/07/2006</u>	<u>31/12/2005</u>
Saldo al inicio del período	2,546,175.65	2,414,600.84
Provisión del período	<u>300,849.75</u>	<u>131,574.81</u>
Saldo al final del período	<u>\$2,847,025.40</u>	<u>\$2,546,175.65</u>

Tabla 3.6
Movimiento de la provisión

Movimiento reserva de cuentas incobrables Sistema Financiero						
MAYOR AUXILIAR						
Fecha Desde :	01-ENE-2006		Hasta :	31-JUL-2006		Cuenta :
1420199						
Tipo	Correlativo	Fecha	Debito	Credito	Referencia	Descripción
			RESERVA PARA CUENTAS INCOBRABLES			
			MES 01/2006			
Saldo Inicial :			-2,546,175.65	Saldo Final :	-2,578,271.72	
RESERVA	1	31-ENE-06	0	32,096.07	PROVISION ENERO/06	A D 3 PROVISION INCOBRABLES
TOTAL MES :			0	32,096.07		
Saldo Inicial :			-2,578,271.72	Saldo Final :	-2,591,364.32	
RESERVA	2	28-FEB-06	0	13,092.60	PROVISION FEBRERO/06	A D 3 PROVISION INCOBRABLES
TOTAL MES :			0	13,092.60		
Saldo Inicial :			-2,591,364.32	Saldo Final :	-2,767,649.12	
RESERVA	3	31-MAY-06	0	176,284.80	PROVISION MAYO/06	A D 3 PROVISION INCOBRABLES
TOTAL MES :			0	176,284.80		
Saldo Inicial :			-2,767,649.12	Saldo Final :	-2,847,025.40	
RESERVA	4	31-JUL-06	0	79,376.28	PROVISION JULIO/06	A D 3 PROVISION INCOBRABLES
TOTAL MES :			0	79,376.28		
Total Movimientos :			0	<u>300,849.75</u>		

Fuente: Movimiento según el Sistema Financiero de Rec.

Tabla 3.7
Movimiento Reserva para Cuentas Incobrables al 31 de Julio 2006.

3.2.1.4.1. Identificación de la cartera comercial de Red Eléctrica Corporación.

Se procedió a analizar la política de contabilidad referente a la provisión para cuentas incobrables pudiendo observar que Red Eléctrica Corporación constituyó la provisión de cuentas incobrables en base del 10% del saldo de Cuentas por Cobrar-Facturación.

Cálculo para Reserva de Cuentas Incobrables del período:

Cálculo de la Reserva para Cuentas Incobrables

Facturación Clientes	50.774.299,59
Porcentaje de Reserva Cta. Incobrable	0,10
Reserva para Cuentas Incobrables	<u>\$ 5.077.429,96</u>

(Ver Tabla 3.2)

	31/07/2006
Saldo al inicio del período	2,546,175.65
Provisión del período	5.077.429,96
Saldo al final del período	\$7.623.605,61

Tabla 3.8
Reserva Calculada para Cuentas Incobrables Julio 2006

3.2.1.4.2. Comparativo de Provisión de Cuentas por Cobrar REC vs Nueva Provisión Calculada.

	REC 31/07/2006	Nueva Provisión 31/07/2006
Saldo al inicio del período	2,546,175.65	2,546,175.65
Provisión del período	300,849.75	5.077.429,96
Saldo al final del período	\$2,847,025.40	\$7.623.605,61

Tabla 3.9
Provisión de Cuentas por Cobrar REC vs. Nueva Provisión Calculada a Julio 2006

Conclusión:

- Luego de analizar el detalle del movimiento de la reserva de cuentas por cobrar según reporte del sistema financiero y realizar el cálculo correspondiente a verificar la exactitud de la misma se concluye que al 31 de Julio del año 2006 Red Eléctrica Corporación mantiene como reserva para cuentas incobrables \$2.847.025,40. A la misma fecha según la información del reporte emitido por el sistema comercial, los saldos vencidos por más de 180 días suman \$ 75.684.106,79.
- Bajo esta relación, consideramos que la provisión para cuentas incobrables fue insuficiente referente a la antigüedad de saldo de las mismas debido al mal cálculo de la reserva para las cuentas incobrables desde años anteriores.

3.2.2. Aplicación de pruebas sustantivas para el rubro Ingresos por la venta de energía a consumidores finales.

3.2.2.1. Análisis del reconocimiento de los Ingresos por Venta-Facturación de energía REC-Sistema Distribución

Aserción: Exactitud, Existencia, Integridad.

Objetivo: Verificar el adecuado reconocimiento de ingresos por la venta de energía eléctrica a los usuarios finales del servicio de distribución por medio de los resultados en base a la facturación emitida mensualmente y contabilizados por el método del devengado.

Muestra: Facturación total por consumo energía eléctrica en forma mensual por los primeros 7 meses terminados al 31 de Julio del año 2006.

Procedimientos:

- Se realizó una prueba de auditoría por cómputo global, la cual nos permitió analizar si el reconocimiento de ingresos es adecuado.
- Solicitar los balances de compra, Venta-Facturación de energía eléctrica al departamento de contabilidad.
- Recalcular el valor facturado en dólares multiplicando la venta de energía en Kwh. por el precio unitario o tarifa de venta, sumar y conciliar los resultados según los registros contables.
- Para validar que los precios considerados en la facturación de energía eléctrica para el 31 de Julio del 2006 son los precios o tarifas establecidas por el CENACE y aprobados por el CONELEC en el período analizado.
- Indagar sobre cualquier diferencia y compruebe la razonabilidad.

VENTA DE ENERGÍA:

Durante los períodos del 31/07/2006 las ventas de la Corporación fueron las siguientes:

Venta de Energía	Al 31/07/2006
Residencial	46,160,234.04
Comercial	34,186,630.26
Industrial	20,277,535.52
Gobierno	5,855,217.11
Municipio	5,601,735.29
Ingresos varios de operación	1,779,323.29
	\$ 113,860,675.51

Tabla 3.10
Detalle Ventas de energía eléctrica a usuarios finales

MESES	No. de Abonados	Venta de Energía (Kwh.)	Precio Unit. - VENTA	Valor Facturado (US\$)	Venta de Energía (Kwh.) Eventuales Grandes Consumidores	Total Venta de Energía Regulados Kwh.	Grandes Consumidores no Regulados (Energía facturada)	Total KWH Consumidos por Clientes Regulados y no Regulados	Total Facturación Clientes Regulados y no Regulados US\$
ENERO	428,494	215,377,299	0.0769	16,569,133.33	586,780	215,964,079	0	215,964,079	16,614,274.75
FEBRERO	429,836	204,652,126	0.0742	15,188,087.30	552,890	205,205,016	297,303	205,502,319	15,251,183.67
MARZO	430,620	211,421,167	0.0756	15,989,528.42	1,020,822	212,441,989	388,276	212,830,265	16,096,096.81
ABRIL	430,217	214,872,269	0.0758	16,295,505.62	1,036,795	215,909,064	347,624	216,256,688	16,400,497.33
MAYO	431,243	222,152,295	0.0753	16,731,561.88	1,464,633	223,616,928	424,644	224,041,572	16,873,854.15
JUNIO	433,688	211,230,429	0.0744	15,708,184.45	675,205	211,905,634	483,967	212,389,601	15,794,386.46
JULIO	437,710	202,494,290	0.0740	14,974,634.05	597,349	203,091,639	1,442,551	204,534,190	15,125,486.48
TOTAL	3,021,808	1,482,199,875	0.0752	111,456,635.05	5,934,474	1,488,134,349	3,384,365	1,491,518,714	112,155,779.65

Fuente: Planificación de Contabilidad-Sistema Comercial

Tabla 3.11
Cálculo del Valor Facturado en Dólares a clientes Regulados y no Regulados

Análisis de Auditoría

Detalle	Valor
Venta de energía REC-SD EF'S	113,860,675.51
Facturación-Venta Calculado	(-) 112,155,779.65
Diferencia	<u>\$1,704,595.86</u>

Tabla 3.12
Análisis Ingresos por Venta-Facturación de energía Julio 2006

Conclusión:

Después de aplicar los procedimientos antes descritos podemos observar que existe una diferencia por el valor de \$1,704,595.86 entre la venta de energía por sistema de distribución registrada en el estado de pérdidas y ganancias y el balance de Compra-Venta de energía al 31 de Julio del 2006.

Esta diferencia se origina por la facturación de clientes eventuales que están registrados fuera del sistema comercial, facturación por peaje y arriendo a grandes consumidores eléctricos no regulados por el sistema comercial que están registrados de forma manual por el departamento de contabilidad.

3.2.2.2. Análisis y verificación de la recaudación de los valores adeudados por los clientes al 31 de Julio del año 2006.

Aserción: Existencia, Exactitud, Corte.

Objetivo: Verificar la exactitud y existencia de las recaudaciones y cobranza de los valores a los clientes o usuarios finales de energía eléctrica.

Muestra: Recaudaciones mensuales por los primeros siete meses terminados al 31 de Julio del año 2006.

Procedimientos:

- Solicitar al departamento de sistemas el movimiento del mayor auxiliar de las subcuentas que conforman las Cuentas por Cobrar-Facturación Clientes según el sistema financiero.
- Revisar la facturación por venta de energía eléctrica con corte al período a ser analizado.

Calcular el saldo de las Recaudaciones

Detalle de Saldos de las Cuentas por Cobrar Facturación

	<u>1/1/2006</u>	<u>31/07/2006</u>
Facturación	24,967,839.83	50,774,299.59
Intereses de facturación	5,947,670.99	6,537,188.90
Facturación al Gobierno	1,006,086.01	3,773,844.52
Intereses al Gobierno	1,039,666.54	1,276,031.08
Facturación Municipio	5,111,538.45	5,692,224.04
Intereses Municipio	339,447.62	443,636.72
Cheques protestados	4,290.09	12,545.34
Saldo	<u>\$38,416,539.53</u>	<u>\$68,509,770.19</u>

Fuente: Detalle de Cuenta por Cobrar-Anexo Balance General-Gerencia de Contabilidad.

Tabla 3.13
Detalle de los Saldos de las Cuentas por Cobrar Facturación Clientes.

Análisis de Recaudaciones

Saldo Inicial al 1 Enero del 2006	38,416,539.53
Facturación	112,389,661.06
Saldo al 31 de Julio del 2006	<u>(-) 68,509,770.19</u>
Recaudación	<u>\$ 82,296,430.40</u>

Tabla 3.14

Cálculo Manual de las Recaudaciones por Facturación de Energía

MESES	RECAUDACIÓN US\$
ENERO	14,061,774.36
FEBRERO	13,807,927.72
MARZO	16,960,169.23
ABRIL	15,201,664.10
MAYO	16,964,225.44
JUNIO	16,556,448.80
JULIO	15,208,206.63
TOTAL	\$ 108,760,416.28

Fuente: Planificación de Contabilidad

Tabla 3.15

Recaudación según los Balances de Compra- Venta de Energía

Análisis de Auditoría

Saldo Recaudación Cálculo Manual	82,296,430.40
Saldo Recaudación según Balance de Energía	<u>108,760,416.28</u>
Diferencia	<u><u>-\$26,463,985.88</u></u>

Conclusión:

- Se concluye que existe una diferencia por el valor de \$26,463,985.88 entre el análisis de la recaudación calculada en forma manual y el cálculo según el balance Compra-Venta y recaudación de energía eléctrica de la corporación.

- La misma que se dio por los valores recaudados por cobros a grandes consumidores eventuales, grandes consumidores no regulados, recaudación de facturación fuera del sistema, recaudación por reconocimiento del VAD.

3.2.2.3. Análisis del reconocimiento de Ingresos Extraordinarios por Déficit Tarifario en compra-venta de energía eléctrica

Aserción: Exactitud, Existencia, Integridad.

Objetivo: Verificar el adecuado registro de Ingresos Extraordinarios por Déficit Tarifario que corresponde al reconocimiento por parte del Estado Ecuatoriano de la diferencia entre el precio referencial de generación aplicado en el cálculo de la tarifa y el costo de generación.

Muestra: Ingresos por Déficit Tarifario calculado por los primeros siete meses terminados al 31 de Julio del año 2006.

Procedimientos:

- Se realizó una prueba de auditoría por cómputo global, la cual nos permitió verificar la razonabilidad de los saldo de Ingresos Extraordinarios.
- Solicitar los balances de compra-venta de energía eléctrica al departamento de contabilidad y detalle del cálculo del déficit tarifario por la metodología del CONELEC y el CENACE.

- Recalcular la diferencia en compra-venta de energía multiplicando la compra de energía en Kwh. por el precio unitario establecido por sus proveedores, la venta de energía en Kwh. por el precio unitario o tarifa de venta establecida por el CENACE y aprobada por el CONELEC.
- Al precio de compra unitario se le suman los costo operativos establecidos (VAD) para el período, con el resultado se establece una diferencia referente al precio unitario de venta la misma que se multiplica por la facturación por consumo en Kwh. se obtiene el subtotal del déficit tarifario al cual se tiene que disminuir los valores del Decreto 2045-A teniendo como resultado el Déficit Tarifario.⁵¹

Con los resultados obtenidos del análisis conciliar según los registros contables y evaluar la razonabilidad de la misma.

INGRESOS EXTRAORDINARIOS:

	<u>AL 31/07/2006</u>
Ingresos ajenos a la operación	21,610.23
Medidores quemados	50,147.64
Comisión al Municipio de Guayaquil	179,230.55
Déficit tarifario	39,231,318.00
Manipuleo de combustible	126,669.32
	<u>\$ 39,608,975.74</u>

Fuente: Detalle de los Ingresos Extraordinarios de REC-Gerencia de Contabilidad.

Tabla 3.16
Desglose del Rubro Ingresos Extraordinarios (Estado de Pérdidas y Ganancias al 31 de Julio del año 2006).

⁵¹ Anexo G-Cálculo y Análisis del Déficit Tarifario –Metodología por el CONELEC y el CENACE a pedido de la comisión Interinstitucional del Sector Eléctrico Ecuatoriano. (CISEE).

Análisis de Auditoría

Detalle	Valor
Déficit Tarifario Registrado EF'S	39.231.318,00
Déficit Tarifario método. CONELEC y CENACE	40.817.458,00
Diferencia	\$1.586.140,00

Tabla 3.17

Análisis Déficit Tarifario al 31 de Julio del año 2006

Conclusión:

- Después de aplicar los procedimientos antes descritos podemos observar que existe una diferencia en el reconocimiento de los Ingresos Extraordinarios por Déficit Tarifario por el valor de \$1.586.140,00 que se presenta en el estado de pérdidas y ganancias por lo cual concluimos que este rubro se encuentra subvalorado respecto al cálculo del Déficit tarifario por la metodología del CONELEC y el CENACE al 31 de Julio del 2006.
- Debido a que Red Eléctrica Corporación para este período no realizó el debido registro de todos los ingresos por la facturación de ciertos clientes como son los Grandes Consumidores no regulados y Grandes Consumidores eventuales, concluimos que el Ministerio de Economía y Finanzas adeuda valores a Red Eléctrica Corporación por Déficit Tarifario no reconocidos en el período analizado.

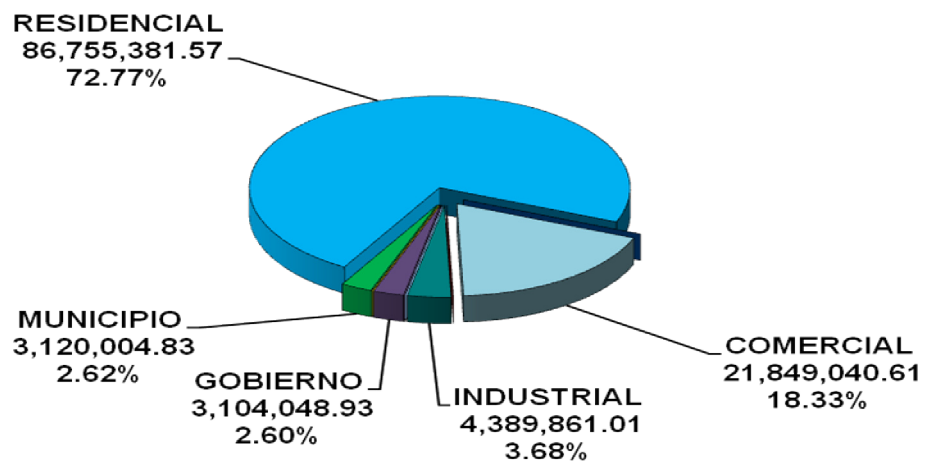
CAPÍTULO IV

ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS CUENTAS POR COBRAR-INGRESOS.

CAPÍTULO IV

4.1. Análisis estadístico de las cuentas por cobrar a consumidores finales.

4.1.1. Análisis de las Cuentas por Cobrar según la Ccasificación de los clientes por categorías al 31 de Julio del año 2006.



Realizado por: Angelica Guijarro-Amalia Guijarro

Gráfico 4.1

Análisis del total de Cuentas por Cobrar por categorías de clientes activos y retirados

Categoría	Total Cartera	Cientes	%
RESIDENCIAL	86,755,381.57	609,786	72.77
COMERCIAL	21,849,040.61	115,139	18.33
INDUSTRIAL	4,389,861.01	4,748	3.68
GOBIERNO	3,104,048.93	1,975	2.60
MUNICIPIO	3,120,004.83	593	2.62
TOTAL	119,218,336.95	732,241	100.00

Fuente: Reporte de Cuentas por Cobrar Sistema Comercial.

Tabla 4.1

Detalle de Cuentas por Cobrar clientes activos y retirados por categorías

Análisis:

- ✓ En el gráfico 4.1 se puede observar que la categoría residencial presenta 412.505 clientes activos y retirados con un saldo total de Cuentas por Cobrar que asciende a \$86,755,381.57 lo que representa el 72,77% del total de las Cuentas por Cobrar de Red Eléctrica Corporación.
- ✓ La segunda categoría más importante es la comercial que cuenta con 115.139 clientes activos y retirados con un saldo total a cobrar de \$21,849,040.61 que representa el 18,33% del total de Cuentas por Cobrar.
- ✓ La categoría Industrial posee 4,748 clientes activos y retirados con un valor \$4,389,861.01 que representa el 3.68% del total de las Cuentas por Cobrar.
- ✓ Las Cuentas por Cobrar al Gobierno ascienden a \$3,104,048.93 por 1975 clientes tanto activos y retirados cuyo valor representa el 2.60% del total de las Cuentas por Cobrar.
- ✓ Las Cuentas por Cobrar al Municipio ascienden a \$3,120,004.83 por 593 clientes activos y retirados cuyo valor representa el 2.62% del total de las Cuentas por Cobrar de Red Eléctrica Corporación.

4.1.2. Análisis de la antigüedad de las Cuentas por Cobrar por categorías de clientes activos y retirados al 31 de Julio del año 2006.

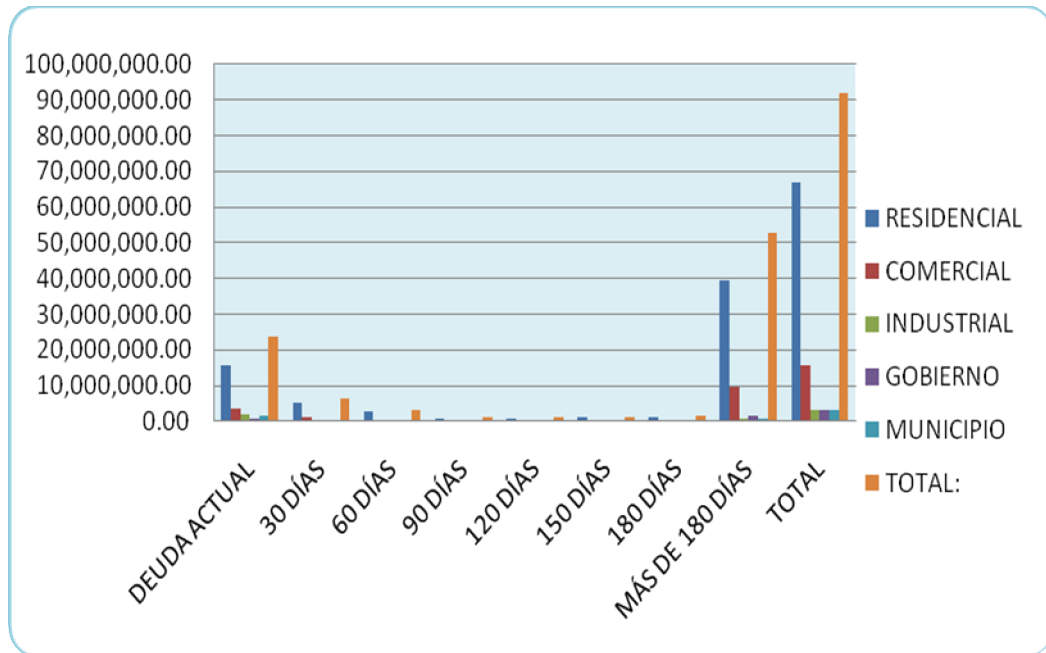


Gráfico 4.2

Análisis de la antigüedad de la cartera por categorías de clientes activos al 31 de Julio del año 2006

CATEGORÍA	DEUDA ACTUAL	30 DÍAS	60 DÍAS	90 DÍAS	120 DÍAS	150 DÍAS	180 DÍAS	MÁS DE 180 DÍAS	TOTAL	%
RESIDENCIAL	15,521,806.94	5,072,955.33	2,644,005.92	992,029.27	859,090.69	1,070,580.52	1,157,530.33	39,619,411.69	66,937,410.69	56.15
COMERCIAL	3,520,043.34	1,067,481.06	439,711.40	187,843.96	187,548.47	144,762.48	145,011.87	9,851,642.95	15,544,045.53	13.04
INDUSTRIAL	2,167,301.26	266,638.83	23,655.43	16,636.53	13,842.81	11,471.50	20,665.12	603,333.76	3,123,545.24	2.62
GOBIERNO	928,194.09	125,650.94	119,885.54	65,495.51	65,979.92	38,612.17	43,720.63	1,701,082.81	3,088,621.61	2.59
MUNICIPIO	1,718,245.69	58,228.78	157,030.40	92,743.18	33,352.63	41,859.20	45,078.43	905,022.83	3,051,561.14	2.56
TOTAL:	23,855,591.32	6,590,954.94	3,384,288.69	1,354,748.45	1,159,814.52	1,307,285.87	1,412,006.38	52,680,494.04	91,745,184.21	76.96

Fuente: Reporte de Cuentas por Cobrar Sistema Comercial.

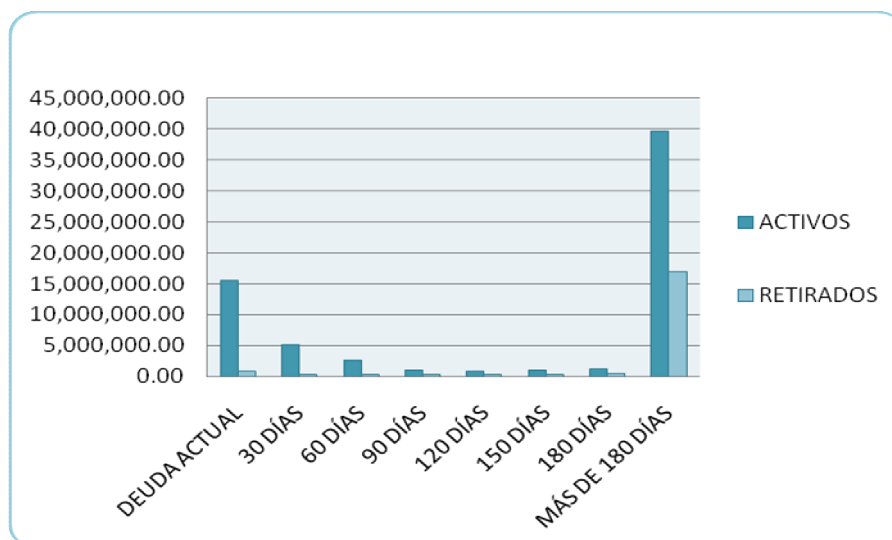
Tabla 4.2

Antigüedad de los saldos de cartera-clientes por categorías al 31 de Julio del año 20

Análisis:

- ✓ Según el gráfico 4.2 se puede analizar que la categoría que presenta mayor deuda a cobrar al 31 de Julio del año 2006 es la Residencial teniendo como deuda actual \$15,521,806.94 y cuentas vencidas por más de 180 días con un valor de \$39,619,411.69.
- ✓ Según la Tabla 4.2 se puede observar que el total de Cuentas por Cobrar vencidas por más de 180 días ascendió a un monto de \$52,680,494.04 con lo cual se concluye que no se realizó de manera eficaz la gestión de las cobranzas encargadas a los respectivos departamentos.

4.1.3. Análisis de Cuentas por Cobrar a clientes activos y retirados por categoría residencial.



Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Gráfico 4.3

Análisis de Antigüedad de las Cuentas por Cobrar Categoría Residencial de Clientes Activos y Retirados al 31 de Julio del año 2006.

CATEGORÍA	ESTADO	EUDA ACTUA	30 DÍAS	60 DÍAS	90 DÍAS	120 DÍAS	150 DÍAS	180 DÍAS	MÁS DE 180 DÍAS	TOTAL
RESIDENCIA	ACTIVOS	5,521,806.94	5,072,955.33	2,644,005.92	992,029.27	859,090.69	1,070,580.52	1,157,530.33	39,619,411.69	66,937,410.69
	RETIRADOS	933,958.63	244,713.99	309,792.28	313,614.32	367,473.72	361,890.89	418,324.93	18,868,815.12	19,817,970.88
	TOTAL RESIDENC	6,455,765.57	5,317,669.32	2,953,798.20	1,305,643.59	1,226,564.41	1,432,471.41	1,575,855.26	58,488,226.81	86,755,381.57

Fuente: Reporte de Cuentas por Cobrar Sistema Comercial.

Tabla 4.3
Antigüedad de Cuentas por Cobrar a Clientes Activos y Retirados por Categoría Residencial.

Análisis:

- ✓ Nos hemos referido a analizar la categoría Residencial por ser la más significativa del total de la cartera de REC.
- ✓ En el Gráfico 4.3 se observa que el saldo para los clientes activos al 31 de Julio del año 2006 ascendió a \$ 15,521,806.94 y los clientes retirados a un valor de \$ 933,958.63.
- ✓ Las Cuentas por Cobrar vencidas por más de 180 días de los clientes activos fueron \$39,619,411.69 y de los clientes retirados fueron \$19,817,970.88 los cuales prescindieron del servicio por varios motivos como por ejemplo los viajes al extranjero por la crisis económica sin la disolución del contrato del servicio ocasionando a la Corporación la pérdida de estos valores por el incumplimiento de los pagos.

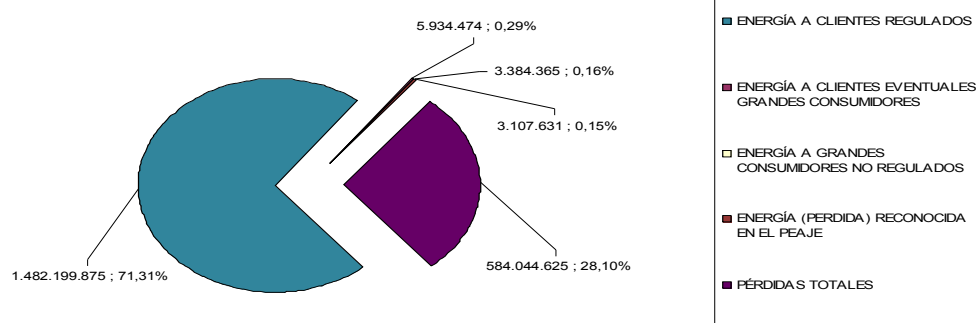
4.2. Análisis de la compra y venta de energía al 31 de Julio del año 2006

Es complejo realizar un análisis entre la compra y venta de energía por cuanto en un mes se compra la energía y su facturación es al mes siguiente y la recaudación a 30, 60 y 90 días después.

De acuerdo a lo antes expuesto se realizará el análisis de la compra de energía en Kwh. de acuerdo a su distribución y consumo en el mes que corresponde; y con relación a los valores en dólares se analizará la facturación y compras de energía realizadas durante el período de Enero a Julio del año 2006.

4.2.1. Análisis de la compra y distribución de energía en KWH

Las Compras efectuadas en el período de Enero a Julio del año 2006 que representa 2,078,670,971 Kwh., de los cuales apreciaremos como fueron distribuidos para el consumo.



Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Gráfico 4.4
Distribución de Energía Comprada en Kwh. Al 31 de Julio del año 2006.

	ENERGÍA DISTRIBUIDA	KWH	%
ENERGÍA A CLIENTES REGULADOS		1,482,199,875	71.31
ENERGÍA A CLIENTES EVENTUALES GRANDES CONSUMIDORES		5,934,474	0.29
ENERGÍA A GRANDES CONSUMIDORES NO REGULADOS		3,384,365	0.16
ENERGÍA (PERDIDA) RECONOCIDA EN EL PEAJE		3,107,631	0.15
PÉRDIDAS TOTALES		584,044,625	28.10
TOTALES		2,078,670,971	100.00

Fuente: Planificación Contabilidad-Balance de Compra-Venta de Energía.

Tabla 4.4
Detalle de la Distribución de Energía a Clientes Regulados y no Regulados.

Análisis:

La venta de Energía en Kwh. estuvo distribuida de la siguiente manera:

- ✓ Energía a clientes regulados que son los facturados y registrados por medio del sistema comercial fue 1,482,199,875 Kwh. que equivale al 71.31% del total de las compras; la distribución de energía a clientes eventuales Grandes Consumidores por 5,934,474 Kwh. que representa el 0.29% del total de la energía comprada.
- ✓ Energía entregada a Grandes Consumidores no regulados que son los que no están facturados y registrados mediante el sistema comercial sino de forma manual por contabilidad con un consumo de 3,384,365 Kwh. equivalente al 0.16% de las compras, la facturación por peaje y arriendo con 3,107,631 Kwh. equivalente a 0.15% del total de las compras.
- ✓ De acuerdo al gráfico 4.4 podemos identificar las pérdidas totales que representa el 28.10% del total de energía comprada en Kwh.; de las cuales según reporte técnico el 9.16% son pérdidas técnicas quedando los 18.94% como pérdidas no técnicas.

- ✓ Según el análisis que hemos realizado las pérdidas totales al 31 de Julio del 2006 disminuyeron al 27.40%.
- ✓ Actualmente al mes de Marzo del 2009 las pérdidas totales disminuyeron al 20.12%.

En el siguiente gráfico se apreciará como ha sido el comportamiento de la compra y consumo de los Kwh. durante el período de Enero a Julio del año 2006.

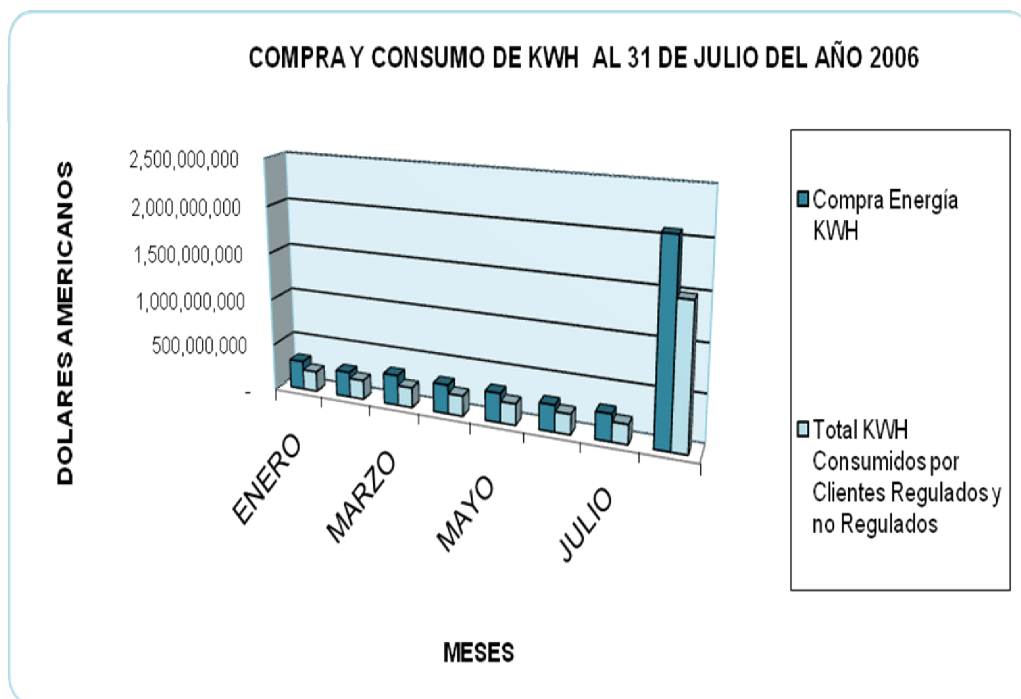


Gráfico 4.5
Análisis de la Compra y Distribución de Energía a clientes Regulados y no regulados.

Meses	Compra de Energía KWH	Total KWH Consumidos por Clientes Regulados y no Regulados	Diferencia en Energía Comprada y Energía consumida por Clientes Regulados y no Regulados
ENERO	308,091,920	215,964,079	92,127,841
FEBRERO	270,347,296	205,502,319	64,844,977
MARZO	321,236,829	212,830,265	108,406,564
ABRIL	306,624,180	216,256,688	90,367,492
MAYO	309,292,196	224,041,572	85,250,624
JUNIO	279,163,358	212,389,601	66,773,757
JULIO	283,915,192	204,534,190	79,381,002
TOTAL	2,078,670,971	1,491,518,714	587,152,257

Fuente: Planificación Contabilidad-Balance de Compra-Venta de Energía.

Tabla 4.5
Diferencia de energía Comprada y energía consumida por clientes regulados y no regulados al 31 de Julio del año 2006.

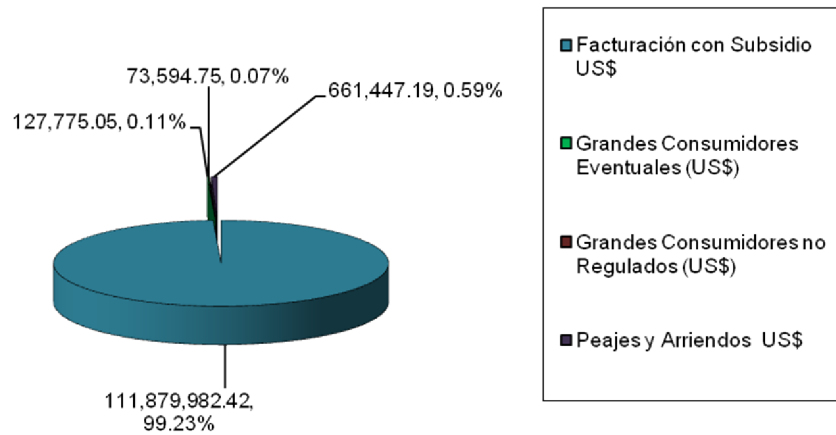
Análisis:

Se observa que durante todos los meses se mantiene la diferencia de Kwh. entre lo comprado y lo consumido expresándose claramente las pérdidas de energía acentuándose más las diferencias en los meses de Enero, Marzo y Abril dentro del período de revisión, pero hemos observado que en Agosto y diciembre del mismo año hubo una mayor variación de perdidas por la falta de control de las áreas operativas para evitar el consumo de Kwh. fuera de facturación.

4.2.2. Análisis de la facturación de energía a clientes regulados y no regulados.

La facturación a través del sistema se da después de haber consumido la energía el usuario, al igual que la facturación manual a los grandes consumidores regulados y no regulados; y por concepto de alquiler de las redes y peajes. Podemos apreciar en el siguiente gráfico lo que representa cada uno de estos rubros por concepto de facturación.

Facturación de Energía a Clientes Regulados y no Regulados al 31 de Julio del año 2006



Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Gráfico 4.6
Facturación de energía clientes regulados y no regulados.

Distribución de Energía	Valor \$	%
Facturación con Subsidios US\$	111,879,982.42	99.23
Grandes Consumidores Eventuales (US\$)	127,775.05	0.11
Grandes Consumidores no Regulados (US\$)	73,594.75	0.07
Peajes y Arriendos US\$	661,447.19	0.59
Total	\$112,742,799.41	100.00

Fuente: Planificación Contabilidad.

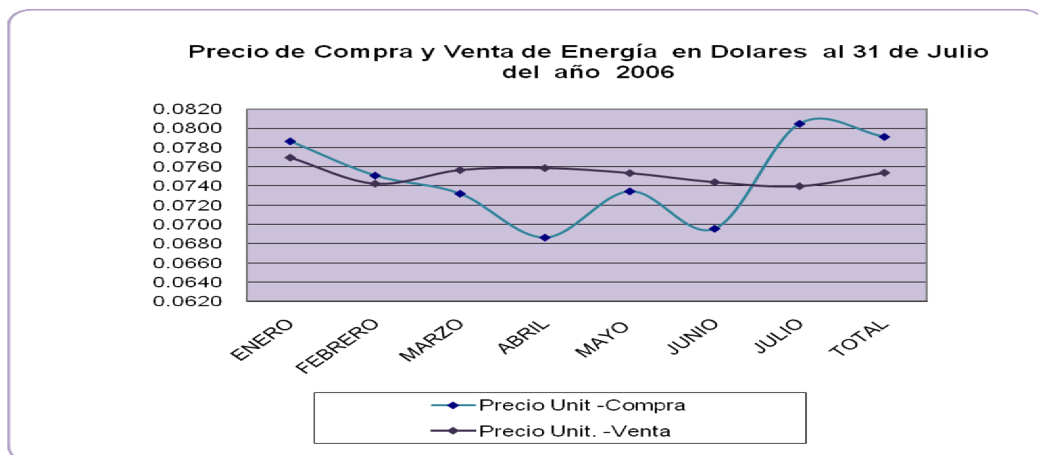
Tabla 4.6
Distribución de energía clientes regulados y no regulados.

Análisis:

En el comparativo entre lo que representa la compra y la facturación de energía en dólares, no consideraremos lo que es peajes y arriendo de las redes ya que no es parte de la energía comprada puesto que no se factura por venta o consumo de Kwh. sino por la prestación de las redes eléctricas de la Corporación.

4.2.3. Análisis entre el precio de compra y el precio de venta.

En el siguiente gráfico apreciaremos la diferencia marcada de precios entre la compra y la venta de energía, lo cual es el principal origen del déficit que mantiene la empresa.



Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro

Gráfico 4.7
Análisis del Precio unitario de Compra y Venta por Kwh.

Meses	Precio Unit.-Compra	Precio Unit. -Venta
ENERO	0.0786	0.0769
FEBRERO	0.0751	0.0742
MARZO	0.0732	0.0756
ABRIL	0.0686	0.0758
MAYO	0.0734	0.0753
JUNIO	0.0696	0.0744
JULIO	0.0805	0.0740
TOTAL	0.0791	0.0754

Fuente: Planificacion y Contabilidad

Tabla 4.7

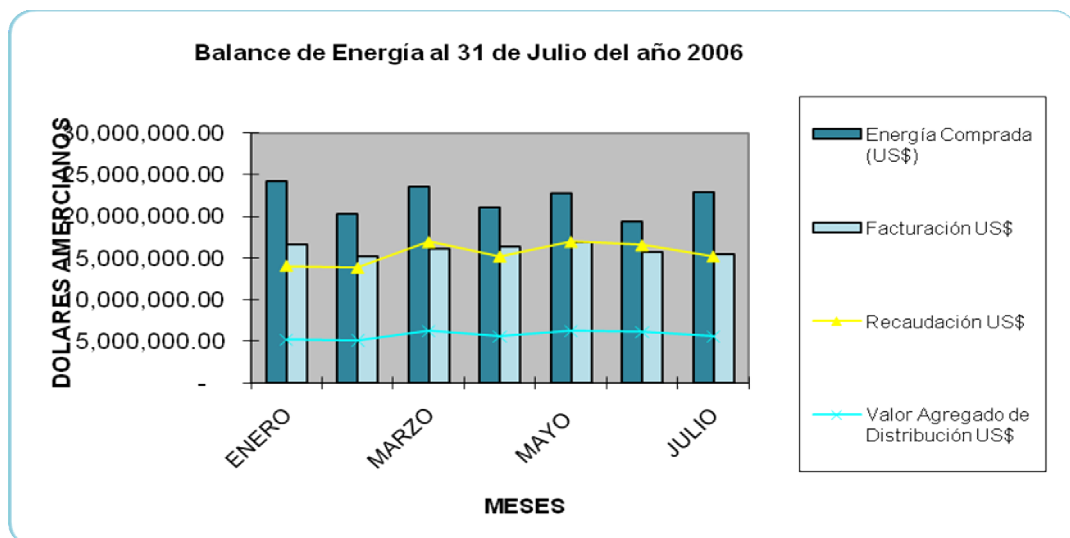
Detalle de Precio Unitario de Compra y Venta de Energía Al 31 de Julio del año 2006.

Análisis:

Se observa que el precio de venta se mantiene regular durante el período de Enero a Julio, en cambio, el precio de compra varía significativamente presentando una disminución de Febrero hasta Abril y a partir del mes de Mayo en adelante ha mostrando un incremento debido a que se compró en su mayoría al Mercado Ocasional puesto que la hidrología no fue buena para Hidropaute afectando así el precio de oferta; se calcula que el 66% de las compras fueron realizadas en el Mercado Ocasional y el 34% a través de Contratos con Hidropaute, Hidroagoyán, Hidronación y Electroguayas.

4.2.4. Análisis de compra, facturación, recaudación de energía en dólares:

Como se ha podido apreciar en los gráficos anteriores hay variaciones entre lo que se compra y se factura, y si REC aumenta lo recaudado y lo poco que recibe en el VAD se tiene el siguiente gráfico explicativo:



Realizado por: Angélica Guijarro-Amalia Guijarro.

Gráfico 4.8
Análisis del Balance Energía al 31 de Julio del año 2006

Meses	Energía Comprada (US\$)	Facturación US\$	Recaudación US\$	Valor Agregado de Distribución US\$
ENERO	24,226,971.89	16,568,497.69	14,061,774.36	5,187,388.56
FEBRERO	20,297,941.09	15,189,512.62	13,807,927.72	5,093,744.54
MARZO	23,514,092.75	16,032,086.20	16,960,169.23	6,256,606.43
ABRIL	21,045,901.68	16,321,626.16	15,201,664.10	5,607,893.89
MAYO	22,714,612.87	16,808,368.96	16,964,225.44	6,258,102.76
JUNIO	19,417,918.17	15,738,375.58	16,556,448.80	6,107,673.96
JULIO	22,843,576.12	15,422,885.01	15,208,206.63	5,610,307.43
TOTAL	154,061,014.57	112,081,352.22	108,760,416.28	40,121,717.57
Fuente: Planificación (energía comprada), Contabilidad				

Tabla 4.8

Del Costo de Energía Comprada, Facturación y Recaudación

Detalle

Análisis:

Aunque se apreció poca diferencia entre la facturación y recaudación, Red Eléctrica Corporación no dejó de tener déficit en el ejercicio contable puesto que los costos de compras de energía se mantuvieron por encima de los rubros anteriores, y para cumplir con las demás obligaciones y necesidades que tiene la empresa apenas se tubo el 36,89% de lo recaudado como Valor Agregado de Distribución.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

&

RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES:

5.1.1. Sobre el sistema contable de la corporación.

- ✓ La Corporación tiene sistemas independientes que no están enlazados a la Contabilidad, los cuales son: Nomina, Facturación, Inventarios, Compras, Activos fijos.
- ✓ Como resultado de nuestra revisión del sistema contable, observamos que los distintos módulos del sistema no se encuentran integrados entre sí. Esta situación implica la utilización de procesos manuales para alimentar cada módulo a la contabilidad. Este proceso puede generar errores y representa mayor tiempo de trabajo por parte del personal, en comparación con un proceso automatizado. Por limitaciones en el alcance no se pudo cuantificar el monto de los posibles errores.

5.1.2. Sobre la situación económica-financiera de REC.

- ✓ Red Eléctrica Corporación presentó un déficit de capital de trabajo que se origina por el aumento de los pasivos corrientes correspondiente a las deudas a corto plazo, para el 31 de Julio del año 2005 un déficit de \$117.021.528,70 y para el 31 de Julio del año 2006 un déficit de \$12.123.135,30 lo cual no le permitió a la gerencia tomar decisiones sobre inversiones temporales.

- ✓ Red Eléctrica Corporación presentó un índice de solvencia bajo en el período del 31 de Julio del año 2005 puesto que por cada dólar de deuda se tuvo \$0.74 lo que indica que la corporación no pudo cubrir sus obligaciones de corto plazo con sus activos líquidos disponibles. Para el 31 de Julio del año 2006 por cada dólar que debía la corporación tuvo \$ 1,00 lo que indica que para ese año si puedo cubrir sus deudas a corto plazo con sus activos realizables.

- ✓ El tamaño y la composición de las cuentas por cobrar-clientela, se han incrementado en cada unos de los períodos; aunque Red Eléctrica Corporación no concede créditos a largo plazo frecuentemente se vienen acumulando saldos de clientes que se vuelven irrecuperables.

- ✓ La rotación de cuentas por cobrar refleja el número de veces que han rotado las cuentas por cobrar en el período. Para el 31 de Julio del año 2005 la rotación de cuentas por cobrar fue 2,89 y para el 31 de Julio del año 2006 fue 1,40 veces que las cuentas por cobrar giraron en promedio del período analizado esto nos indica que hay problemas en la recaudación de los valores sobre todo en ciertos sectores marginales.

- ✓ Los días promedios de cobro para el 31 de Julio del año 2005 fue 124 días y para el 31 de Julio del año 2006 fue 257 días lo que indica que la corporación no recauda rápidamente los valores por la venta de energía eléctrica en la ciudad de Guayaquil lo que nos lleva a la conclusión que las áreas respectivas como son los departamentos de cobranzas, recaudación, legal, comercial no realizan los procedimientos adecuados

para el pronto recaudo de dichos valores lo que resulta negativo para la liquidez de la corporación.

- ✓ La razón de activos fijos a pasivos a largo plazo para el período al 31 de Julio del año 2005 fue 0,62 y para el período al 31 de Julio del año 2006 fue 0,39 lo que nos indica que sus financiaciones o deudas contraídas a largo plazo no están representadas en activos fijos.
- ✓ Red Eléctrica Corporación desde el inicio de sus operaciones presenta déficit patrimonial, el que se origina básicamente por el incremento significativo de sus pérdidas en la operación del negocio y la acumulación de las deudas.

5.1.3. Sobre el reconocimiento de costos reales de operación y mantenimiento (VAD).

- ✓ El VAD aprobado por el CONELEC para la REC no permite cubrir los gastos de compra de energía, costos de transmisión ni los costos operacionales propios de la Corporación.
- ✓ Al bajar las tarifas eléctricas, el Estado decidió subsidiar el precio de la energía, pero no entrega al sector y en particular a REC, la compensación por el déficit tarifario.
- ✓ El no haber recibido este subsidio ha ocasionado que se produzcan demandas por parte de muchas generadoras por la falta de recursos para cubrir sus obligaciones.

- ✓ El CONELEC no reconoce en el VAD los costos de operación reales que tiene REC, lo cual obliga a la Institución a incumplir compromisos de pago con contratistas y proveedores.

- ✓ Por otro lado, al no ser reconocido un valor justo de VAD, se atenta contra la posibilidad de hacer inversiones para mejorar y ampliar las instalaciones eléctricas y en consecuencia a mejorar la calidad del servicio.

- ✓ Los valores aprobados son menores a los requeridos, pues consideran que son “eficientes”. Estos resultados se considera que son irreales, valorados en base a extrapolar las cifras de años anteriores.

- ✓ REC considera que aunque conceptualmente es aceptable la posición del CONELEC, la forma en que se está valorando esa eficiencia en los costos presenta determinados enfoques subjetivos y no es aceptable que valores de años pasados, ajustados con algún índice que reconoce la inflación sea un indicador adecuado pues se está ignorando el crecimiento de la prestación del servicio, del número de clientes y sobre todo se ignora los resultados deficitarios de esa mecánica ya ha ocasionado en los años 2004 y 2005.

5.1.4. Sobre la exoneración de pago a los escenarios deportivos y personas de la tercera edad.

- ✓ El Estado exonera de pago a los escenarios deportivos y a las personas de la tercera edad.
- ✓ Esta decisión, provoca que RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN sufra esa insuficiencia en el pago. El Estado no transfiere a REC los montos de dinero que el decidió exonerar, por lo que estos valores registrados en las Cuentas por Cobrar se encuentran pendientes de cobro e inflan la cartera lo cual afecta a la liquidez de la Corporación.
- ✓ Se realizó una revisión previa sobre las Cuentas por Cobrar a Escenarios Deportivos y Personas de la tercera edad cuyos valores no fueron cuantificados debido a una limitación en el alcance.

5.1.5. Sobre las Cuentas por Cobrar e Ingresos.

- ✓ Red Eléctrica Corporación no cuenta con políticas estables de cobro de las deudas y cuentas vencidas de los clientes.
- ✓ No cuenta con un manual de facturación y cobranza en el cual se detallen los procedimientos respectivos para realizar una eficiente gestión de cobranza y recuperación de cartera vencida.

- ✓ No hubo la colaboración de todos los clientes Grandes Consumidores Eléctrico no Regulados en la confirmación de los saldos que tuvieron pendientes al 31 de Julio del año 2006.
- ✓ Se realizó la revisión física de las facturas de los Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados que colaboraron con la confirmación de saldos por un monto de \$17.397,47 sin existir ninguna diferencia.
- ✓ Para los clientes Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados que no contestaron la carta de confirmación de saldos por un monto de \$407.548,27 se realizó pasos alternos para verificar la cancelación de los saldos que estuvieron pendientes hasta el 31 de Julio del año 2006.
- ✓ Se ha observado que pocos de los Grandes Consumidores Eléctricos no Regulados cancelaron sus deudas o abonaron valores para disminuir sus facturas pendientes al 31 de Julio sin embargo la deuda de los mismos queda saldada totalmente por el valor de \$407.548,27 en los meses de Agosto y Septiembre.
- ✓ El registro contable del rubro Cuentas por Cobrar por Facturación-Clientes con estado activos dentro de la categoría residencial en el balance general fue \$57,281,488.49, en el sistema comercial fue \$66.937.410,69 por lo que se concluye que los registros en el balance general se encuentran subvalorados por \$ 9,655,922.20 respecto al saldo de Cuentas por Cobrar categoría residencial de 412.505 clientes que presenta el sistema comercial.
- ✓ El registro contable del rubro Cuentas por Cobrar por Facturación-Gobierno en el balance general fue \$5,049,875.60 y en el sistema comercial fue \$3,088,621.61, se concluye que los registros contable se encuentran

sobrevalorados por \$1,961,253.99 respecto al saldo de Cuentas por Cobrar de 1564 clientes con estado activos que presenta el sistema comercial.

- ✓ El registro contable del rubro Cuentas por Cobrar por Facturación-Municipio en el balance general fue \$6,135,860.76 y en el sistema comercial fue \$ 3,051,561.14, se concluye que los registros contables se encuentran sobrevalorados por \$3,084,299.62 respecto al saldo de Cuentas por Cobrar de 429 clientes con estado activos que presenta el sistema comercial.
- ✓ Dichas diferencias se debieron a desfases del sistema por la implementación de uno nuevo el cual no realizaba la debida segregación de los clientes por las categorías respectivas.
- ✓ Según las políticas de contabilidad de la corporación se estable que la provisión para cuentas incobrables fue constituida sobre la base del 10% del saldo de cuentas por cobrar facturación.
- ✓ La Reserva de Cuentas por Cobrar según reporte del sistema financiero y realizar el cálculo correspondiente para verificar la exactitud de la misma se concluye que al 31 de Julio del año 2006 Red Eléctrica Corporación mantiene como reserva para cuentas incobrables \$2.847.025,40. A la misma fecha según la información del reporte emitido por el sistema comercial, los saldos vencidos por más de 180 días suman \$ 75.684.106,79.
- ✓ Bajo esta relación, consideramos que la provisión para cuentas incobrables fue insuficiente referente a la antigüedad de saldo de las

mismas debido al mal cálculo de la reserva para las cuentas incobrables desde años anteriores.

- ✓ Existe una diferencia por el valor de \$26,463,985.88 entre el análisis de la recaudación calculada en forma manual y el cálculo según el balance compra-venta y recaudación de energía eléctrica de la Corporación realizado por la Gerencia de Contabilidad conjuntamente con la Gerencia Financiera.
- ✓ La misma que se dio por los valores recaudados por cobros a grandes consumidores eventuales, grandes consumidores no regulados, recaudación de facturación fuera del sistema, recaudación por reconocimiento del VAD.
- ✓ Existe una diferencia en el reconocimiento de los Ingresos Extraordinarios por Déficit Tarifario por el valor de \$1.586.140,00 que se presenta en el estado de pérdidas y ganancias por lo cual concluimos que este rubro se encuentra subvalorado respecto al cálculo del Déficit tarifario por la metodología del CONELEC y el CENACE al 31 de Julio del 2006.
- ✓ Debido a que Red Eléctrica Corporación para este período no realizó el debido registro de todos los ingresos por la facturación de ciertos clientes como son los Grandes Consumidores no regulados y Grandes Consumidores eventuales, por lo que el Ministerio de Economía y Finanzas adeuda valores a Red Eléctrica Corporación por déficit tarifario no reconocidos en el período analizado.

5.2. RECOMENDACIONES:

Recomendación al Vicepresidente Financiero, Auditor Interno, Contador, Jefe de Sistemas:

5.2.1. Sobre el sistema contable de red eléctrica corporación

- ✓ Es importante que se analice el costo y beneficio de implementar un sistema que reduzca las posibilidades de fraudes y errores mediante la automatización de procesos. Por otra parte, una adecuada tecnología de información permite que el tiempo que se destina a operaciones manuales sea aprovechado en otras actividades de control.

5.2.2. Sobre el ingreso por el valor agregado de distribución.

- ✓ Se recomienda que el CONELEC analice los datos que utiliza para los cálculos basados en los costos de una empresa modelo con la finalidad de que exista una coherencia respecto a la forma del cálculo del VAD y la asignación de los valores por los costos de operación y mantenimiento.
- ✓ REC realice todos los esfuerzos con la finalidad de reducir sus pérdidas e incrementar su facturación y recaudación, pero son necesarios recursos para llevar adelante los proyectos que hagan factibles estas aspiraciones.
- ✓ Es necesario que así como se han destinado recursos económicos para reconocer el déficit tarifario proveniente de la diferencia entre el precio referencial de generación y el precio real de generación, de igual forma el CONELEC debe considerar una metodología que permita obtener los

recursos para reconocer las diferencias entre el VAD de Red Eléctrica Corporación y el VAD promedio Nacional.

- ✓ Recordemos que el VAD calculado por el CONELEC para REC es respecto a una empresa modelo y no una empresa real con sus problemas.
- ✓ Estos recursos provenientes del Estado servirán para que REC salga del estado en que se encuentra y mejore sus índices, los proyectos y los plazos de medición de resultados serían controlados por el CONELEC y los recursos económicos provenientes del Gobierno serían recuperados una vez que se alcance la eficiencia.

5.2.3. Sobre la exoneración de escenarios deportivos.

- ✓ Se debe de definir y tener en claro que es un escenario deportivo, siendo esto el lugar establecido o exclusivo para la practica deportiva.
- ✓ Sin embargo el Estado exonera de estos pagos a toda organización dedicada a estas actividades lo cual incluyen la exoneración de consumo de energía eléctrica a áreas técnicas complementarias o adicionales como son áreas administrativas y de apoyo, zonas para jueces, camerinos, oficinas, salas de prensa, protocolo y transmisión deportiva.
- ✓ Siendo que el estado debería exonerar del pago por consumo de energía eléctrica solamente el lugar establecido para la practica deportiva más no las áreas complementarias o adicionales con que cuenten dichos escenarios puestos que esto provoca que la corporación incurra en un

nuevo déficit o pérdida y sus cuentas por cobrar estén sobrevaloradas respecto a estas lo cual afecta a la solvencia y liquidez de la Corporación.

5.2.4. Sobre las cuentas por cobrar e ingresos.

- ✓ Implementar en la Corporación políticas de cobro como también un manual de cobranza con el cual trabaje las respectivas áreas encargadas de la Facturación-Cobranza de los valores por la distribución de energía eléctrica a sus consumidores finales y logren mejorar la eficiencia de la gestión de recuperación de cartera para que la corporación cuente con recursos disponibles para la cancelación de sus obligaciones a corto y largo plazo.
- ✓ Implementar un Plan de Acción para la recuperación de las Cuentas por Cobrar FERUM y para las cuentas vencidas de clientes el cual debe de establecer un porcentaje mínimo de recuperación de cartera vencida del 15 o 20% del total, para de esta manera disminuir la cartera y no depender del crédito de proveedores.
- ✓ Realizar el cálculo para la reserva de cuentas incobrables rigiéndose por la política contable del 10% de la Cuentas por Cobrar-Facturación y realizar el análisis correspondiente del movimiento de la provisión de cuentas incobrables puesto que el mismo incurre en errores de años anteriores teniendo como resultado un saldo insuficiente referente al valor de las cuentas vencidas por más de 180 días que mantenía la Corporación para el período analizado.
- ✓ Para la facturación de energía la Vicepresidencia de Tecnología, Procesos y Desarrollo de Sistemas, debe implementar de manera inmediata en el sistema financiero una opción para el departamento de contabilidad que le permita en forma automática, el registro y el cómputo mensual de la cantidad

facturada en kilovatios, tanto en débito como en crédito, tal como sucede con los valores en dólares, lo cual facilitará la validación, el control y la conciliación mensual de ésta información.

- ✓ La Gerencia de Contabilidad debe realizar la regularización de los registros contables, una adecuada supervisión y control de toda la información contable relacionada con la compra y facturación de la energía y disponer se efectúen conciliaciones de estas cuentas, lo cual permitirá que la información contable presente correctas tanto en dólares como en las cantidades de kilovatios registrados permanentemente.

- ✓ Para la energía facturada a los grandes consumidores el área de Control Técnico e Ingeniería, deben preparar la información facturada a los grandes consumidores, en forma individual por consumo, tanto en KWH como por su valor en dólares clasificada de la siguiente forma:
 - Clientes regulados, a quienes se les aplica el precio del KWH de acuerdo al Pliego Tarifario.
 - Clientes regulados eventuales, son clientes ocasionales a quienes de igual forma se les factura el precio del KWH de acuerdo al Pliego Tarifario.
 - Clientes no regulados, son clientes con quienes se contrata el servicio de energía eléctrica con precio del KWH inferior al establecido en el Pliego Tarifario, asumiendo REC esta diferencia de precios que se da entre lo contratado y el precio estipulado en el pliego.

- ✓ Esta información debe ser preparada en forma mensual por parte de Control Técnico e Ingeniería, cuyos representantes deben legalizar las mismas, conjuntamente con los Vicepresidentes de cada área, en este caso los Vicepresidentes de Operaciones y de Ingeniería.

ANEXOS

ANEXO A

RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN

ANEXO A.1

Análisis Comparativo del Presupuesto y el Real de las Compras Realizadas al 31 de Julio del año 2006.

Meses	Compra de Energía (Kwh) 2006				Costo Energía Comprada (US\$) 2006				Precio de Compra Unitario			
	Presupuesto	Real	Variación Absoluta	Variación Relativa	Presupuesto	Real	Variación Absoluta	Variación Relativa	Presupuesto	Real	Variación Absoluta	Variación Relativa
ENERO	305.562.058	308.091.920	2.529.862	0,83%	20.521.176	24.226.972	3.705.796	18,06%	0,0672	0,0786	0,0115	17,09%
FEBRERO	273.206.492	270.347.296	-2.859.196	-1,05%	22.383.107	20.297.941	-2.085.166	-9,32%	0,0819	0,0751	-0,0068	-8,36%
MARZO	309.540.233	321.236.829	11.696.596	3,78%	18.628.948	23.514.093	4.885.145	26,22%	0,0602	0,0732	0,0130	21,63%
ABRIL	301.699.430	306.624.180	4.924.750	1,63%	19.164.463	21.045.902	1.881.439	9,82%	0,0635	0,0686	0,0051	8,05%
MAYO	311.624.047	309.292.196	-2.331.851	-0,75%	17.203.734	22.714.613	5.510.879	32,03%	0,0552	0,0734	0,0182	1,82%
JUNIO	293.606.819	279.163.358	-14.443.461	-4,92%	16.601.410	19.417.918	2.816.508	16,97%	0,0565	0,0696	0,0130	0,0130
JULIO	290.574.767	283.915.192	-6.659.575	-2,29%	16.599.807	22.843.576	6.243.769	37,61%	0,0571	0,0805	0,0233	0,0233
TOTAL	2.085.813.846	2.078.670.971	-7.142.875	-0,40%	131.102.645	154.061.015	22.958.370	18,77%	0,0629	0,0741	0,0113	6,27%

Anexo A.2

Análisis Comparativo de las Ventas de energía años 2005 - 2006 por los primeros siete meses.

Meses	Venta de Energía (Kwh) 2006				Venta de Energía (US\$) 2006				Precio de Venta Unitario			
	Presupuesto	Real	Variación Absoluta	Variación Relativa	Presupuesto	Real	Variación Absoluta	Variación Relativa	Presupuesto	Real	Variación Absoluta	Variación Relativa
ENERO	223.334.160	215.377.299	-7.956.861	-3,56%	16.865.067	16.569.133	-295.934	-1,75%	0,0755	0,0769	0,0014	1,87%
FEBRERO	214.479.521	204.652.126	-9.827.395	-4,58%	16.077.742	15.188.087	-889.655	-5,53%	0,0750	0,0742	-0,0007	-1,00%
MARZO	223.322.632	211.421.167	-11.901.465	-5,33%	16.871.664	15.998.410	-873.254	-5,18%	0,0755	0,0757	0,0001	0,16%
ABRIL	211.500.662	214.872.269	3.371.607	1,59%	15.725.759	16.295.506	569.747	3,62%	0,0744	0,0758	0,0015	2,00%
MAYO	240.018.164	222.152.295	-17.865.869	-7,44%	17.997.862	16.731.562	-1.266.300	-7,04%	0,0750	0,0753	0,0003	0,44%
JUNIO	230.473.928	211.230.429	-19.243.499	-8,35%	17.170.901	15.708.184	-1.462.717	-8,52%	0,0745	0,0744	-0,0001	-0,18%
JULIO	216.663.818	202.494.290	-14.169.528	-6,54%	16.463.489	14.974.634	-1.488.855	-9,04%	0,0760	0,0740	-0,0020	-2,68%
TOTAL	1.559.792.885	1.482.199.875	-77.593.010	-4,89%	117.172.484	111.465.517	-5.706.967	-4,78%	0,0751	0,0752	0,0001	0,11%

Anexo A.3
Análisis Comparativo del Presupuesto y el Real de las Recaudaciones realizadas al 31 de Julio del año 2006.

Meses	RECAUDACIÓN			% RECAUD. / FACT.		
	2006			2006		
	Presupuesto	Real	Variación Absoluta	Presupuesto	Real	% Variación
ENERO	14.396.487	14.061.774	-334.713	85,36%	84,87%	-2,32%
FEBRERO	13.668.060	13.807.928	139.868	85,01%	90,91%	1,02%
MARZO	14.289.334	16.960.169	2.670.835	84,69%	106,01%	18,69%
ABRIL	13.366.344	15.201.664	1.835.320	85,00%	93,29%	13,73%
MAYO	15.265.712	16.964.225	1.698.513	84,82%	101,39%	11,13%
JUNIO	14.563.191	16.556.449	1.993.258	84,81%	105,40%	13,69%
JULIO	13.961.570	15.208.207	1.246.637	84,80%	101,56%	8,93%
TOTAL	99.510.698	108.760.416	9.249.718	84,93%	97,57%	9,30%

Anexo A.4
Análisis Comparativo del Presupuesto y el Real del Valor Agregado de Distribución (VAD) realizadas al 31 de Julio del año 2006.

V.A.D			
Presupuesto	Real	Variación Absoluta	% Variación Relativa
5.310.864	5.187.389	-123.475	-2,38
5.042.147	5.093.745	51.598	1,01
5.271.335	6.256.606	985.271	15,75
4.930.844	5.607.894	677.050	12,07
5.631.521	6.258.103	626.582	10,01
5.372.361	6.107.674	735.313	12,04
5.150.423	5.610.307	459.884	8,20
36.709.495	40.121.718	3.412.223	8,50

RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN

Anexo B.1

Análisis Comparativo de las Compras de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses.

Meses	COMPRA								
	2005			2006			VARIACIÓN		
	Compra de Energía (Kwh.)	Costo Energía Comprada (US\$)	Precio Unitario	Compra de Energía (Kwh.)	Costo Energía Comprada (US\$)	Precio Unitario	Compra de Energía (Kwh.)	Costo Energía Comprada (US\$)	Precio Unitario
ENERO	307.953.368	36.169.634,36	0,1175	308.091.920	24.226.971,89	0,0786	0,04%	-33,02%	-33,05%
FEBRERO	265.049.922	22.549.017,09	0,0851	270.347.296	20.297.941,09	0,0751	2,00%	-9,98%	-11,75%
MARZO	303.373.810	21.419.440,06	0,0706	321.236.829	23.514.092,75	0,0732	5,89%	9,78%	3,67%
ABRIL	312.121.279	21.400.519,27	0,0686	306.624.180	21.045.901,68	0,0686	-1,76%	-1,66%	0,11%
MAYO	294.567.895	30.616.180,22	0,1039	309.292.196	22.714.612,87	0,0734	5,00%	-25,81%	-3,05%
JUNIO	272.319.489	20.115.714,69	0,0739	279.163.358	19.417.918,17	0,0696	2,51%	-3,47%	-0,43%
JULIO	272.975.006	27.782.482,71	0,1018	283.915.192	22.843.576,12	0,0805	4,01%	-17,78%	-2,13%
TOTAL	2.028.360.769	180.052.988,40	0,0888	2.078.670.971	154.061.014,57	0,0741	2,48%	-14,44%	-16,51%

Anexo B.2
Análisis Comparativo de las Ventas-Facturación de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses.

Meses	VENTA										
	2005				2006				VARIACIÓN		
	Venta de Energía (Kwh)	Valor Facturado (US\$)	Precio Unitario	No. de Abonados	Venta de Energía (Kwh)	Valor Facturado (US\$)	Precio Unitario	No. de Abonados	Venta de Energía (Kwh)	Valor Facturado (US\$)	Precio Unitario
ENERO	223.555.541	16.805.397,43	0,0752	418.988	215.377.299	16.569.133,33	0,0769	428.494	-3,66%	-1,41%	2,34%
FEBRERO	204.668.065	15.340.481,45	0,0750	421.294	204.652.126	15.188.087,30	0,0742	429.836	-0,01%	-0,99%	-0,99%
MARZO	214.895.604	16.012.662,78	0,0745	421.801	211.421.167	15.998.410,33	0,0757	430.620	-1,62%	-0,09%	1,55%
ABRIL	219.492.053	16.486.757,68	0,0751	420.895	214.872.269	16.295.505,62	0,0758	430.217	-2,10%	-1,16%	0,97%
MAYO	220.899.246	16.241.293,70	0,073524	421.006	222.152.295	16.731.561,88	0,0753	431.243	0,57%	3,02%	2,44%
JUNIO	207.335.028	15.404.465,93	0,074297	422.582	211.230.429	15.708.184,45	0,0744	433.688	1,88%	1,97%	0,09%
JULIO	196.980.372	14.744.063,87	0,07485	424.002	202.494.290	14.974.634,05	0,0740	437.710	2,80%	1,56%	-1,20%
TOTAL	1.487.825.909	111.035.122,84	0,0746	425.994	1.482.199.875,00	111.465.516,96	0,0752	452.535	-0,38%	0,39%	0,77%

Anexo B.3
Análisis Comparativo de las Recaudaciones por Ventas-Facturación de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses.

Meses	RECAUDACIÓN		% RECAUDACIÓN / FACTURACIÓN.		VARIACIÓN	
	2005	2006	2005	2006	Variación Absoluta	Variación Relativa
ENERO	15.254.200,32	14.061.774,36	90,77%	84,87%	-5,90%	-7,82%
FEBRERO	13.783.104,33	13.807.927,72	89,85%	90,91%	1,06%	0,18%
MARZO	16.048.228,58	16.960.169,23	100,22%	106,01%	5,79%	5,68%
ABRIL	14.811.576,87	15.201.664,10	89,84%	93,29%	3,45%	2,63%
MAYO	16.782.631,39	16.964.225,44	103,33%	101,39%	-1,94%	1,08%
JUNIO	14.456.120,98	16.556.448,80	93,84%	105,40%	11,56%	14,53%
JULIO	12.847.022,55	15.208.206,63	87,13%	101,56%	14,43%	18,38%
TOTAL	103.982.885,02	108.760.416,28	93,65%	97,57%	3,92%	4,59%

Anexo B.4

Análisis Comparativo de las Pérdidas Negras de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses.

Meses	PÉRDIDAS NEGRAS									
	2005				2006				VARIACIÓN	
	2005 Kwh.	2005 (US\$)	% (Kwh)	% (US\$)	2006 (kwh)	2006 (US\$)	% (Kwh)	% (US\$)	VARIACIÓN (kwh)	VARIACIÓN (US\$)
ENERO	84.015.616,00	19.364.236,93	27,28%	53,54%	92.714.620,67	7.657.838,56	30,09%	31,61%	10,35%	-60,45%
FEBRERO	60.059.009,00	7.208.535,64	22,66%	31,97%	65.695.170,08	5.109.853,79	24,30%	25,17%	9,38%	-29,11%
MARZO	88.478.206,00	5.406.777,28	29,16%	25,24%	109.815.661,89	7.515.682,42	34,19%	31,96%	24,12%	39,00%
ABRIL	92.629.226,00	4.913.761,59	29,68%	22,96%	91.751.911,00	4.750.396,06	29,92%	22,57%	-0,95%	-3,32%
MAYO	73.668.649,00	14.374.886,52	25,01%	46,95%	87.139.901,00	5.983.050,99	28,17%	26,34%	18,29%	-58,38%
JUNIO	64.984.461,00	4.711.248,76	23,86%	23,42%	67.932.929,00	3.709.733,72	24,33%	19,10%	4,54%	-21,26%
JULIO	75.994.634,00	13.038.418,84	27,84%	46,93%	81.420.902,00	7.868.942,07	28,68%	34,45%	7,14%	-39,65%
TOTAL	539.829.801,00	69.017.865,56	26,61%	38,33%	596.471.095,64	42.595.497,61	28,69%	27,65%	10,49%	-38,28%

Anexo B.5

Análisis Comparativo de los Grandes Consumidores de Energía años 2005 – 2006 por los primeros siete meses.

GRANDES CONSUMIDORES (según datos del CENACE)							CONSUMO PROMEDIO POR ABONADO (Kwh./ # Abonados)							
Meses	KWH. Reconc. Grandes Consumidores		% Variación Relativa	Energía entregada a Grandes Consumidores		% Variación Relativa	MES	Número de Abonados		Kwh.		VAD RECIBIDO US\$		
	2005	2006		2005	2006			2005	2006	2005	2006	%		
ENERO	382.211	489.844	28,16	27.057.903	39.634.818	46,48	Enero	418.988	428.494	223.555.541	215.377.299	5.184.903	5.187.389	0,05
FEBRERO	322.848	747.412	131,51	23.418.775	33.662.945	43,74	Febrero	421.294	429.836	204.668.065	204.652.126	4.684.877	5.093.745	8,73
MARZO	380.885	889.415	133,51	27.247.255	38.424.988	41,02	Marzo	421.801	430.620	214.895.604	211.421.167	5.454.793	6.256.606	14,70
ABRIL	372.482	795.936	113,68	26.607.166	32.083.659	20,58	Abril	420.895	430.217	219.492.053	214.872.269	5.034.455	5.607.894	11,39
MAYO	367.409	885.985	141,14	27.039.958	34.240.886	26,63	Mayo	421.006	431.243	220.899.246	222.152.295	5.704.416	6.258.103	9,71
JUNIO	353.922	905.327	155,80	26.755.385	33.279.524	24,38	Junio	422.582	433.688	207.335.028	211.230.429	4.913.636	6.107.674	24,30
JULIO	344.173	1.778.076	416,62	26.753.489	27.231.619	1,79	Julio	424.002	437.710	196.980.372	202.494.290	4.366.703	5.610.307	28,48
TOTAL	2.523.930	6.491.995	157,22	184.879.931	238.558.439	29,03	TOTAL	2.950.568	3.021.808			35.343.783	40.121.718	13,52

ANEXO C

CARTA PARA CONFIRMACIÓN DE SALDOS

Guayaquil, 5 de Mayo del 2009

Señores

Ciudad

La presente no es una solicitud de cobro, si no una solicitud de confirmación del saldo de la cuenta que mantiene con nosotros como sigue:

Saldo al:	A su cargo:
31 de Julio del 200	US\$ XXXXXXX

La cantidad arriba mencionada corresponde al saldo en la fecha indicada, si este saldo es correcto, agradecemos se sirva firmar esta carta en el espacio destinado para el efecto y enviarla directamente a nuestros auditores, quienes están llevando a cabo la revisión de nuestros libros.

Si el saldo no es correcto le rogamos contestar DIRECTAMENTE A NUESTROS AUDITORES (no a nosotros), dando amplios detalles de la diferencia.

Nuestros saldos están cortados precisamente a la fecha indicada, por lo que no deben de tomarse en cuenta movimientos posteriores. Adjuntamos un estado de cuenta que indica claramente como se compone el saldo pendiente de cobro.

Toda correspondencia dirigida a nuestros auditores debe ser enviada a la siguiente dirección.

AccountingCorp S.A.
CASILLA: 2743221
FAX: 042643675
AccountingCorp@telconet.net
Guayaquil, Ecuador

Muy atentamente,

Ing. Alfredo Tobar Barreno
Director Ejecutivo
Red Eléctrica Corporación

**EL SALDO ARRIBA INDICADO ES
CORRECTO**

Compañía: _____

Firma: _____

Cargo: _____

ANEXO D

Confirmación de Saldos de Grandes Consumidores Eléctricos que debían a REC por concepto de peaje y tasas a Julio 2006.

RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN							
Cuentas por Cobrar-Control de Confirmaciones							
Grandes Consumidores Eléctricos							
Hecho por: Angélica-Amalia Guijarro							
Fecha: 10 de Mayo 2009							
Factura	Fecha Factura	Nombre	Saldo a Julio-06	Confirmación enviada	Saldo Confirmado	Diferencia	Pasos Alternos
11022	06/07/2006	AGA DEL ECUADOR S.A.	1.988,68	NO	-		OK
10742	06/07/2006	AGA DEL ECUADOR S.A.	22.230,20	NO	-		OK
		AGA DEL ECUADOR S.A. Resultado	24.218,88				
11023	06/07/2006	AJECUADOR S.A.	886,57	NO	-		OK
10743	06/07/2006	AJECUADOR S.A.	8.177,73	NO	-		OK
		AJECUADOR S.A. Resultado	9.064,30				
10698	14/06/2006	ARMADA DEL ECUADOR	2.878,96	SI	2.878,96	-	
		ARMADA DEL ECUADOR Resultado	2.878,96				
10699	14/06/2006	CARTORAMA C.A.	1.859,83	NO	-		OK
11025	06/07/2006	CARTORAMA C.A.	1.815,28	NO	-		OK
		CARTORAMA C.A. Resultado	3.675,11				
10748	06/07/2006	CRISTALERIA DEL ECUADOR	21.192,21	NO	-		OK
11029	06/07/2006	CRISTALERIA DEL ECUADOR	2.005,55	NO	-		OK
		CRISTALERIA DEL ECUADOR Resultado	23.197,76				
11031	06/07/2006	EXPORKLORE S.A.	9.918,69	NO	-		OK
10750	06/07/2006	EXPORKLORE S.A.	14.809,65	NO	-		OK
		EXPORKLORE S.A. Resultado	24.728,34				
11001	06/07/2006	FADESA-FABRICA DE ENVASES S.A.	13.156,26	SI	13.156,26	-	
11032	06/07/2006	FADESA-FABRICA DE ENVASES S.A.	1.362,25	SI	1.362,25	-	
		FADESA-FABRICA DE ENVASES S.A. Resultado	14.518,51				
11003	06/07/2006	FUNDICIONES INDUSTRIALES S.A.	15.732,39	NO	-		OK
11034	06/07/2006	FUNDICIONES INDUSTRIALES S.A.	1.719,62	NO	-		OK
		FUNDICIONES INDUSTRIALES S.A. Resultado	17.452,01				
11035	06/07/2006	HIDROABANICO S.A.	10.021,70	NO	-		OK
10312	04/05/2006	HIDROABANICO S.A.	8.915,85	NO	-		OK
		HIDROABANICO S.A. Resultado	28.521,59				
11004	06/07/2006	HOLCIM ECUADOR S.A.	183.113,41	NO	-		
		HOLCIM ECUADOR S.A. Resultado	183.113,41				
11039	06/07/2006	INDUSTRIAL MOLINERA C.A.	1.702,32	NO	-		OK
11008	06/07/2006	INDUSTRIAL MOLINERA C.A.	14.639,20	NO	-		OK
		INDUSTRIAL MOLINERA C.A. Resultado	16.341,52				
10716	14/06/2006	INDUSTRIAL PESQUERA SANTA PRISCILA S.A.	7.442,97	NO	-		OK
11040	06/07/2006	INDUSTRIAL PESQUERA SANTA PRISCILA S.A.	7.483,47	NO	-		OK
11009	06/07/2006	INDUSTRIAL PESQUERA SANTA PRISCILA S.A.	11.280,16	NO	-		OK
		INDUSTRIAL PESQUERA SANTA PRISCILA S.A. Resultado	26.206,59				
11043	06/07/2006	PLASTICOS ECUATORIANOS S.A.	3.646,97	NO	-		OK
11013	06/07/2006	PLASTICOS ECUATORIANOS S.A.	12.848,14	NO	-		OK
10719	14/06/2006	PLASTICOS ECUATORIANOS S.A.	3.598,58	NO	-		OK
		PLASTICOS ECUATORIANOS S.A. Resultado	20.093,69				
11015	06/07/2006	PLASTIGUAYAS CIA.LTDA.	6.244,72	NO	-		OK
11044	06/07/2006	PLASTIGUAYAS CIA.LTDA.	5.041,74	NO	-		OK
		PLASTIGUAYAS CIA.LTDA. Resultado	11.286,46				
11049	06/07/2006	TECNOPLAST DEL ECUADOR CIA.LTDA.	5.265,84	NO	-		OK
11020	06/07/2006	TECNOPLAST DEL ECUADOR CIA.LTDA.	7.049,90	NO	-		OK
10658	06/06/2006	TECNOPLAST DEL ECUADOR CIA.LTDA.	7.332,85	NO	-		OK
		TECNOPLAST DEL ECUADOR CIA.LTDA. Resultado	19.648,59				
		Total	\$424.945,73		17.397,47		
		Total Muestra	\$424.945,73				
		Grandes Consumidores Eléctricos Confirmados	17.397,47				
		Pasos Alternos no Confirmados	\$ 407.548,27				

ANEXO F

ANTIGÜEDAD DE LOS SALDOS DE CARTERA - CLIENTES POR CATEGORÍAS A JULIO 2006

ANTIGÜEDAD DE LOS SALDOS DE CARTERA - CLIENTES POR CATEGORÍAS A JULIO 2006

CATEGORÍA	ESTADO	CONCEPTO	DEUDA ACTUAL	30 DÍAS	60 DÍAS	90 DÍAS	120 DÍAS	150 DÍAS	180 DÍAS	MÁS DE 180 DÍAS	TOTAL	%
RESIDENCIAL	ACTIVOS	SALDOS	15,521,806.94	5,072,955.33	2,644,005.92	992,029.27	859,090.69	1,070,580.52	1,157,530.33	39,619,411.69	66,937,410.69	56.15
		No CLIENTES	261,145	44,079	14,847	5,849	3,923	3,859	3,570	75,233	412,505	56.33
	RETIRADOS	SALDOS	933,958.63	244,713.99	309,179.28	313,614.32	367,473.72	361,890.89	418,324.93	16,868,815.12	19,817,970.88	16.62
		No CLIENTES	97,971	8,924	5,599	4,480	3,782	3,360	3,323	69,842	197,281	26.94
	TOTAL RESIDENCIAL	SALDOS	16,455,765.57	5,317,669.32	2,953,185.20	1,305,643.59	1,226,564.41	1,432,471.41	1,575,855.26	56,488,226.81	86,755,381.57	72.77
		No CLIENTES	359,116	53,003	20,446	10,329	7,705	7,219	6,893	145,075	609,786	83.28
COMERCIAL	ACTIVOS	SALDOS	3,520,043.34	1,067,481.06	439,711.40	187,843.96	187,548.47	144,762.48	145,011.87	9,851,642.95	15,544,045.53	13.04
		No CLIENTES	42,595	6,055	1,705	737	447	429	345	4,332	56,645	7.74
	RETIRADOS	SALDOS	333,460.25	133,486.23	135,492.72	141,555.37	165,171.88	192,253.26	208,229.87	4,995,345.50	6,304,995.08	5.29
		No CLIENTES	27,256	3,262	2,066	1,544	1,337	1,279	1,283	20,467	58,494	7.99
	TOTAL COMERCIAL	SALDOS	3,853,503.59	1,200,967.29	575,204.12	329,399.33	352,720.35	337,015.74	353,241.74	14,846,988.45	21,849,040.61	18.33
		No CLIENTES	69,851	9,317	3,771	2,281	1,784	1,708	1,628	24,799	115,139	15.72
INDUSTRIAL	ACTIVOS	SALDOS	2,167,301.26	266,638.83	23,655.43	16,636.53	13,842.81	11,471.50	20,665.12	603,333.76	3,123,545.24	2.62
		No CLIENTES	2,344	240	68	25	13	16	14	226	2,946	0.40
	RETIRADOS	SALDOS	10,775.57	25,752.83	12,007.27	15,096.14	60,588.71	7,018.10	53,275.64	1,081,801.51	1,266,315.77	1.06
		No CLIENTES	784	103	70	54	50	34	36	671	1,802	0.25
	TOTAL INDUSTRIAL	SALDOS	2,178,076.83	292,391.66	35,662.70	31,732.67	74,431.52	18,489.60	73,940.76	1,685,135.27	4,389,861.01	3.68
		No CLIENTES	3,128	343	138	79	63	50	50	897	4,748	0.65
GOBIERNO	ACTIVOS	SALDOS	928,194.09	125,650.94	119,885.54	65,495.51	65,979.92	38,612.17	43,720.63	1,701,082.81	3,088,621.61	2.59
		No CLIENTES	1,139	112	41	36	148	10	4	74	1,564	0.21
	RETIRADOS	SALDOS	-1,204.61	843.39	1,036.09	28.36	431.15	157.28	255.55	13,880.11	15,427.32	0.01
		No CLIENTES	311	20	15	3	6	8	5	43	411	0.06
	TOTAL GOBIERNO	SALDOS	926,989.48	126,494.33	120,921.63	65,523.87	66,411.07	38,769.45	43,976.18	1,714,962.92	3,104,048.93	2.60
		No CLIENTES	1,450	132	56	39	154	18	9	117	1,975	0.27
MUNICIPIO	ACTIVOS	SALDOS	1,718,245.69	58,228.78	157,030.40	92,743.18	33,352.63	41,859.20	45,078.43	905,022.83	3,051,561.14	2.56
		No CLIENTES	180	53	47	32	23	10	9	75	429	0.06
	RETIRADOS	SALDOS	23,261.03	55.89	185.76	920.33	66.86	146.23	37.08	43,770.51	68,443.69	0.06
		No CLIENTES	115	3	5	3	1	2	2	33	164	0.02
	TOTAL MUNICIPIO	SALDOS	1,741,506.72	58,284.67	157,216.16	93,663.51	33,419.49	42,005.43	45,115.51	948,793.34	3,120,004.83	2.62
		No CLIENTES	295	56	52	35	24	12	11	108	593	0.08
TOTAL:	ACTIVOS	SALDOS	23,855,591.32	6,590,954.94	3,384,288.69	1,354,748.45	1,159,814.52	1,307,285.87	1,412,006.38	52,680,494.04	91,745,184.21	76.96
		No CLIENTES	307,403	50,539	16,708	6,679	4,554	4,324	3,942	79,940	474,089	64.74
	RETIRADOS	SALDOS	1,300,250.87	404,852.33	457,901.12	471,214.52	593,732.32	561,465.76	680,123.07	23,003,612.75	27,473,152.74	23.04
		No CLIENTES	126,437	12,312	7,755	6,084	5,176	4,683	4,649	91,056	258,152	35.26
	TOTAL GENERAL	SALDOS	25,155,842.19	6,995,807.27	3,842,189.81	1,825,962.97	1,753,546.84	1,868,751.63	2,092,129.45	75,684,106.79	119,218,336.95	100
		No CLIENTES	433,840	62,851	24,463	12,763	9,730	9,007	8,591	170,996	732,241	100

ANEXO G

Cálculo de Ingresos Extraordinario por Déficit Tarifario metodología CONELEC y CENACE al 31 de Julio de año 2006.

RED ELECTRICA CORPORACIÓN

DEFICIT TARIFARIO METODOLOGIA POR

CONELEC y CENACE a pedido de la COMISION INTERINSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO (CISEE)

	Energía Comprada (KwH)	Importe de la Compra (en dólares)	Precio Medio (USD\$/KwH)	VAD (USD\$/KwH)	P. Compra + VAD (USD\$/KwH)	Energía Facturada (KwH)	Importe de Facturación (en dólares)	Precio Medio Facturación (USD\$/KwH)	Diferencia Unitaria Egresos Ingresos (USD\$/KwH)	SUBTOTAL DEFICIT USD\$	DECRETO 2045-A USD\$	DEFICIT USD\$
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
ENERO	308.091.920	24.228.971,89	0,07864	0,02833	0,10697	215.964.079	16.569.428	0,07672	0,03024	6.531.284	0	6.531.284
FEBRERO	270.347.296	20.297.941,09	0,07508	0,02833	0,10341	205.205.016	15.189.716	0,07402	0,02939	6.030.737	0	6.030.737
MARZO	321.236.829	23.514.092,75	0,07320	0,02833	0,10153	212.031.812	15.997.295	0,07545	0,02608	5.530.002	0	5.530.002
ABRIL	306.624.180	21.045.901,68	0,06864	0,02833	0,09697	215.909.064	16.320.025	0,07559	0,02138	4.616.126	0	4.616.126
MAYO	309.292.196	22.714.612,87	0,07344	0,02833	0,10177	223.619.216	16.781.706	0,07505	0,02672	5.976.162	0	5.976.162
JUNIO	279.163.358	19.417.918,17	0,06956	0,02833	0,09789	211.905.634	15.723.114	0,07420	0,02369	5.019.808	0	5.019.808
JULIO	283.915.192	22.843.576,12	0,08046	0,02833	0,10879	203.091.639	14.980.830	0,07376	0,03503	7.113.338	0	7.113.338
	2.078.670.971	709.619.069				1.487.726.460	111.562.114	0,07499	TOTAL	40.817.458		40.817.458

DESCRIPCIÓN DE LAS COLUMNAS:

- 1) La energía Comprada es la cantidad de Kwh. que mes a mes REC adquiere en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.
- 2) La energía Comprada es la cantidad de Kwh. que mes a mes REC adquiere en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano.
- 3) El precio medio de comprada resulta de dividir los dólares de la compra (2) para la energía comprada (1).
- 4) Los costos operativos de REC considerados, son definidos a través del Valor Agregado de Distribución en el respectivo período de estudio.
- 5) Es la suma de (3) más (4).
- 6) La energía facturada, son los Kwh. que mes a mes el Departamento de Contabilidad de REC contabiliza.
- 7) El importe de facturación, es la cantidad de dólares que mes a mes el Departamento de Contabilidad de REC contabiliza.
- 8) El precio medio de la venta resulta de dividir los dólares de la facturación (7) para la energía facturada (6).
- 9) El costo unitario Diferencia Unitaria Egresos Ingresos resulta de suma la columna (5) y (8).
- 10) El subtotal del déficit, resulta de multiplicar la energía facturada (6) por el costo unitario de la columna (9).
- 11) Aplicación del Decreto 2045-A por parte del CENACE para REC.
- 12) El déficit mensual, resulta de restar el subtotal del déficit (10) y el Decreto 2045-A (11)

NOTA.- Fuente de información: Gerencia de Contabilidad y Vicepresidencia de Finanzas
Fuente de información para devolución por decreto 2045-A actualizado hasta el año 2005:
CENACE.

RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN

Carta de Recomendaciones

Al 31 de Julio del 2006

ANEXO H

Guayaquil, 25 de Mayo del 2009

Al Comité de Coordinación y Supervisión

RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN

Guayaquil

Estimados señores:

Como parte de nuestro examen a los estados financieros de **RED ELÉCTRICA CORPORACIÓN - REC** por el período terminado al 31 de Julio del 2006 y para cumplir con una Norma Ecuatoriana de Auditoría, efectuamos una revisión del sistema de control interno contable de la Corporación. Un estudio y evaluación del control interno es requerido con el objeto de determinar la naturaleza, oportunidad y alcance de los procedimientos de auditoría necesarios para expresar una opinión sobre los estados financieros.

Este informe es únicamente para uso de la Administración y no deberá usarse para otro propósito.

Atentamente,

AccountingCorp S.A.

Angélica Guijarro R.
Socio Principal

BIBLIOGRAFÍA:

- <http://www.eliice.com/index.php/nec-neas/nea>. Normas Ecuatorianas de Auditoría. Instituto de Investigaciones Contables del Ecuador.

Fecha de Visita: 7 de Abril del año 2009.

- <http://www.eliice.com/index.php/nec-neas/nec>. Normas Ecuatorianas de Contabilidad.

Fecha de Visita: 8 de Abril del año 2009.

- Guía de PCGA. Un análisis de todos los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados vigentes, Miller, Holzmann.

- Auditoría "Un enfoque integral", Arens, Sexta Edición. Editorial PRENTICE-HALL.

- http://www.udeleg.gov.ec/sitio/index.php?option=com_content&view=article&id=134:un-ente-publico-sustituira-a-REC&catid=41:noticias-de-medios&Itemid=56.

Fecha de Visita: 2 de Abril del año 2009.

- www.deloitte.com.

Fecha de Visita: 2 de Abril del año 2009.

- Ley de Régimen del Sector Eléctrico Decreto Ejecutivo No.368 de 3 de diciembre de 1996. R.O. No. 82 de 4 de diciembre de 1996.

- <http://www.monografias.com/trabajos12/aufi/aufi.shtml>.

Fecha de Visita: 23 de Abril del año 2009.

- http://sigcv.mundobvg.com/Opciones%20de%20Inversion/Renta%20Fija/Prospectos/Icesa-Orve/Obligaciones/indicadores_financieros.pdf.

Fecha de Visita: 23 de Abril del año 2009.

➤ <http://html.rincondelvago.com/razones-financieras.html>.

Fecha de Visita: 23 de Abril del año 2009.

➤ <http://www.monografias.com/trabajos48/materialidad-auditoria/materialidad-auditoria2.shtml#material>.

Fecha de Visita: 23 de Abril del año 2009.

➤ <http://www.gestiopolis.com/recursos2/documentos/fulldocs/fin/anainesfinhtm.htm>.

Fecha de Visita: 28 de Abril del año 2009.

➤ Principios de Administración Financiera, Lawrence J. Gitman, Décima edición.

➤ <http://www.scribd.com/doc/2941779/Analisis-Vertical-y-Analisis-Horizontal-Administracion-Contabilidad>.

Fecha de Visita: 10 de Mayo del año 2009.

➤ <http://www.mitecnologico.com/Main/MetodosHorizontalesAnalisisFinanciero>.

Fecha de Visita: 15 de Mayo del año 2009.

➤ http://www.geocities.com/unamosapuntes_2000/apuntes/auditoria/controlinterno.htm.

Fecha de Visita: 16 de Mayo del año 2009.

➤ <http://aseger.com.ec/?tag=nec>

Fecha de Visita: 11 de Junio del año 2009.

➤ <http://www.ifac.org/IAASB/>

Fecha de Visita: 11 de Junio del año 2009.