

P.E. 000084

Machala, 19 ENE. 2004

A: SEÑORES MIEMBROS DE LA JUNTA GENERAL DE ACCIONISTA

ALCANCE A LA MEMORIA GERENCIAL CORRESPONDIENTE AL
EJERCICIO ECONOMICO DEL AÑO 2002

Introducción:

La presentación de la Memoria Gerencial correspondiente al ejercicio económico del año 2002, le correspondía al Administrador de turno; sin embargo, en cumplimiento a la Resolución No. 2004.01.04 de Sesión de Directorio, celebrada el 14 de enero/2004, la actual Administración en base al balance ajustado, pone a conocimiento de la junta general de accionista, el alcance de la memoria gerencial del año 2002, para su aprobación.

Antecedentes:

La Junta General de Accionistas en sesión extraordinaria celebrada el 7 de Noviembre/03, abocó conocimiento de la memoria gerencial correspondiente al ejercicio económico del año 2002 y mediante Resolución No. 2003.05.01 resolvió diferir su aprobación hasta que se cumplan los requisitos relacionados al Balance General del año 2002.

En consideración a esta resolución y a lo expresado en el literal a) de la resolución No. 2003.05.03 de esta misma sesión, EMELORO procedió a contratar los servicios de Auditoria Externa con la Consultora Gabela, para que brinden la asesoría profesional, con el fin de que la empresa proceda a: revisar los Estados Financieros del año 2002.

Alcance:

La Consultora Gabela procedió a realizar la auditoria de las cuentas que conforman los estados de resultados, llegándose a efectuar varios ajustes por el año terminado al 31 de diciembre/2002, mismos que se indican a continuación:

- Documentos por cobrar
- Cuentas por cobrar a consumidores
- Otras cuentas por cobrar
- Provisión cuentas Incobrables
- Anticipos a corto plazo
- Inventarios
- Compras locales en tránsito
- Bienes instalaciones en servicios
 - Depreciación acumulada
 - Obras en construcción

- Cuentas por liquidar
- Otros débitos diferidos
- Cuentas por pagar
- Obligaciones patronales y retenciones a favor de terceros
- Otros pasivos corrientes
- Obligaciones por préstamos al exterior
- Jubilación patronal
- Otras obligaciones a largo plazo
- Otros créditos diferidos
- Pérdida del ejercicio
- Cuentas de Orden

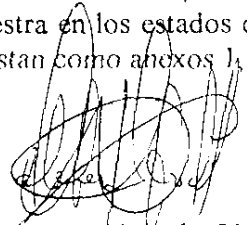
En función de los ajustes realizados a las cuentas anteriormente señaladas, los principales indicadores financieros de la empresa, quedan conforme constan en el anexo 4, observándose que los mismos tienen un mejor rendimiento con respecto a los inicialmente presentados; por lo tanto, los resultados del ejercicio económico reflejan una mejor posición económica y financiera, especialmente en lo que se refiere al patrimonio de la empresa.

Como puntos fundamentales del análisis financiero efectuado, por la Consultora Gabela, se determinó lo siguiente:

- El sistema de información computarizado, que respalda las operaciones de la empresa en el aspecto financiero-contable, técnicamente no es el adecuado, existe un serio riesgo de que dicha información pudiera ser afectada al momento del procesamiento electrónico de datos.
- No fue posible conciliar la cuenta préstamos, anticipos, asistencia médica y obligaciones contractuales de los empleados y funcionarios de la empresa entre el Departamento de Personal, Financiero, Contabilidad e Informática, debido principalmente a la diferencia de cifras presentadas por PERSONAL. A criterio de la Consultora, la falta de un adecuado control en la administración ha producido esta deficiencia; y, como consecuencia la información que genera este departamento no es confiable para los departamentos en mención en el párrafo precedente.
- El proceso de toma física de bodegas ha sido concluido por parte de la Unidad de Administración de Activos Fijos, luego de un año, sin embargo, se considera que el procedimiento practicado no es apropiado, no existe un programa informático desarrollado en LINEA que permita mantener un control sobre bodegas, sub-bodegas y agencias. Adicionalmente el Comité de Bajas deberá considerar a los materiales en MAL ESTADO y SIN MOVIMIENTO previo a un inventario físico valorado, para proceder a retirar de las bodegas.
- Se determinó la conciliación de la cuenta Activos Fijos entre el Departamento Financiero, Contable y el Departamento de Planificación a través de la Unidad de Activos Fijos, sin embargo los activos no se encuentran separados por unidad de propiedad y retiro de conformidad como lo establece el SUCOSE (Sistema Uniforme y Cuentas de Organismos del Sector Eléctrico), el procedimiento actual no permite efectuar el cálculo de la depreciación en forma individual y/o

por unidad de propiedad. Además para mantener un control adecuado en cuanto a su estado de conservación, ubicación sobre todo su correcta valoración y depreciación, es indispensable que la empresa, efectúe un inventario físico valorado de propiedad, planta y equipo.

Una vez concluido el trabajo de revisión de los Estados Financieros realizado por la Consultora Gabela, el Balance General correspondiente al año 2002, queda conforme se muestra en los estados de: situación general, resultados y evolución del patrimonio, que constan como anexos 1, 2 y 3, respectivamente.



Ing. Kléber Alprecht Ojediz
PRESIDENTE EJECUTIVO

GGU/rvs.
14.I.04

Dist.: Dir. Finanzas
Dir. Planificación
Contabilidad

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.
ESTADO DE RESULTADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

ANEXO 2

	SEGÚN CONTABILIDAD	AJUSTES DEBITO CREDITO	SEGÚN AJUSTES
INGRESOS Y GASTOS DE OPERACIÓN			
INGRESOS DE OPERACIÓN			
401 Ingresos de Explotacion Venta de Energia	29.715.698,71		29.715.392,96
409 Ingresos que no son por Venta de Energia	625.125,86	96.451,29	721.577,15
	<u>30.340.824,57</u>		<u>30.436.970,11</u>
INGRESOS AJENOS A LA OPERACION			
421 Ingresos Ajenos a la Operacion	530.042,77		526.432,91
422 Ingresos Extraordinarios	52,92		52,92
425 Ajuste de Periodos Anteriores	<u>888.773,78</u>	1.134.059,22	<u>2.022.835,00</u>
	<u>1.718.871,47</u>		<u>2.849.720,83</u>
MENOS:			
GASTOS DE OPERACIÓN			
501 Gastos de Operación	33.749.131,50	974.464,54	34.723.596,04
503 Depreciación Bienes e Instalaciones en Servicio	<u>3.529.173,73</u>	<u>750.787,72</u>	<u>4.279.961,45</u>
	<u>37.278.305,23</u>		<u>39.003.557,49</u>
MENOS:			
GASTOS AJENOS A LA OPERACION			
521 Gastos Ajenos a la Operacion	245.069,38	12.024,22	257.093,60
522 Pérdidas Extraordinarias	2.186.185,48	2.165.733,96	20.451,52
525 Ajuste de Periodos Anteriores	1.116.595,00	543.984,22	572.610,78
526 Gastos Financieros	<u>3.968.965,43</u>	<u>2.385.007,94</u>	<u>1.583.957,49</u>
	<u>7.516.815,29</u>		<u>2.434.113,39</u>
SUPERAVIT TOTAL DEL EJERCICIO (DEFICIT)	<u>-12.735.424,48</u>		<u>-8.150.979,94</u>

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.
ESTADO DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

ANEXO 3

	CAPITAL SOCIAL	APORTES FUTURA	RESERVAS DE CAPITAL	DONACIONES DE CAPITAL	RESULTADOS ACUMULADOS	TOTAL
	CAPITALIZACION					
Saldo 31 dic/01	3 018 467	2 391 092	11 095 836	11 950 823	-19 643 693	11 812 525
Movimiento Neto año 2002		1 484 445				1 484 445
Absorción de Pérdidas Ejercicio 2001			-11 095 836	-8 524 969	19 620 805	0
Otros Movimientos					22 888	22 888
Pérdida del Ejercicio					-8 150 979	-8 150 979
Saldo 31 de diciembre del 2002	3 018 467	3 875 537	0	6 425 854	-8 150 979	5 168 878

INDICES FINANCIEROS

AÑOS 2001 - 2002

ANEXO N° 4

INDICADOR	FÓRMULAS	AÑO 2002	RESULTADO	AÑO 2001	RESULTADO	
RAZONES DE LIQUIDEZ						
SVLNCIA	$\frac{\text{ACTIVOS CORRIENTES}}{\text{PASIVOS CORRIENTES}}$	$\frac{17.114.550,20}{10.000.217,72}$	1,711417759	$\frac{16.381.081,59}{19.526.922,92}$	0,838897232	veces
				16.381.081,00		
		17.114.550,20	5.416.486,05	5.146.249,29		
QUEBA ACIDA	$\frac{\text{ACTIV. CTE - INVENTARIO}}{\text{PASIVO CORRIENTE}}$	$\frac{11.698.064}{10.000.217,72}$	1,169780947	$\frac{11.234.832}{19.526.922,92}$	0,575350851	veces
P. TRABAJO	$\frac{\text{ACT. CTE - PAS. CTE.}}{17.114.550,20}$	$\frac{10.000.217,20}{10.000.217,20}$	7.114.333,00	$\frac{16.381.081,59}{19.526.922,92}$	-3.145.841,33	unidad
COEF. CAJA	$\frac{\text{EFECTIVO Y EQUIVAL.}}{\text{PASIVO CORRIENTE}}$	$\frac{2.303.223,25}{10.000.217,72}$	0,230317311	$\frac{3.513.949,86}{19.526.922,92}$	0,179954101	veces
ROTAC. C.C.	$\frac{\text{INGRESOS VTA ENERGIA}}{\text{C X C CONSUMIDORES}}$	$\frac{29.715.392,96}{7.564.089,61}$	3,928482407	$\frac{20.896.697,50}{5.693.585,19}$	3,670217763	veces
CONSUMID.						
RAZONES DE SOLVENCIA						
RELAC. PASIV. L.	$\frac{\text{PASIVOS}}{\text{CAPITAL}}$	$\frac{60.992.974,93}{3.018.467,20}$	20,20660517	$\frac{42.231.870,93}{3.018.467,20}$	13,99116443	
CAPITAL						
ACT. FIJOS	$\frac{\text{ACTIVO FIJO (NETO)}}{\text{CAPITAL}}$	$\frac{36.409.390,04}{3.018.467,20}$	12,06221159	$\frac{36.468.397,22}{3.018.467,20}$	12,08176031	
CAP.						
	$\frac{\text{PASIVO TOTAL}}{\text{PATRIMONIO}}$	$\frac{72.685.455,03}{5.168.878,74}$	14,06213198	$\frac{63.162.390,51}{11.812.526,14}$	5,347068846	
RAZON DE ENDEUDAMIENTO						
EXTERNO	$\frac{\text{PASIVO TOTALES}}{\text{ACTIVOS TOTALES}} \times 100$	$\frac{72.685.455,03}{77.854.333,77}$	93,36083364	$\frac{63.162.390,51}{74.974.916,65}$	84,24469587	%
RAZONES DE RENTABILIDAD						
PERD. NETA	$\frac{\text{RESULTADOS NETO: X100}}{\text{INGRESOS NETOS}}$	$\frac{-8.150.979,94}{33.276.691,94}$	-24,494562	$\frac{-19.643.692,85}{23.263.308,93}$	-84,44066538	%
PERD. OPERA	$\frac{\text{PERDIDA DE OPERA X 100}}{\text{ING. POR VTA DE ENERG.}}$	$\frac{-8.566.587,38}{29.715.392,96}$	-28,82878713	$\frac{-11.186.264,42}{20.896.697,50}$	-53,53125497	%
RENT. GLOBAL	$\frac{\text{RESULTADOS NETO: X100}}{\text{TOTAL DE ACTIVOS}}$	$\frac{-8.150.980}{77.854.333,77}$	-10,46952629	$\frac{-19.643.693}{74.974.916,65}$	-26,20035304	%
RENDIMIENTO	$\frac{\text{INGRESOS OPERATIVOS X100}}{\text{ACTIVOS TOTALES}}$	$\frac{30.436.970,11}{77.854.333,77}$	39,09476664	$\frac{21.291.602,64}{74.974.916,65}$	28,39830118	%
DE LOS ACTIV.						
REND. DEL	$\frac{\text{RESULTADOS NETOS X100}}{\text{PATRIMONIO}}$	$\frac{-8.150.979,94}{5.168.878,74}$	-157,6933867	$\frac{-19.643.692,85}{11.812.526,14}$	-166,2954445	%
PATRIMONIO						

CRM.

RAZONES DE LIQUIDEZ

AC. CAP					
E TRABAJO	VENTAS DE ENERGÍA	29.715.392,96	4,176834703	20.896.697,50	-6,642641922 VECES
	CAPIT DE TRABAJO	7.114.333,00		-3.145.841	
OTAC DE DOC	VENTAS DE ENERGÍA	29.715.393	8,900739819	20.896.698	10,24271121 VECES
C X C.	PROMED. DE C XC	3.338.531		2.040.153	

Memoria Gerencial 2002

1. INTRODUCCIÓN

En cumplimiento a lo dispuesto por el Fondo de Solidaridad, a través de la Gerencia de Supervisión de Empresas mediante oficio circular No. GSEFS-2002-2407, cumplo presentar la memoria de gestión Gerencial de la Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., correspondiente al periodo ENERO a Diciembre 2002.

2. ASPECTOS GENERALES

2.1 CONFORMACIÓN LEGAL DE LA EMPRESA

La Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., cuya sigla es EMELORO, es una Sociedad Anónima que se rige por las leyes del Ecuador y el Estatuto de la misma constituida para ejercer sus actividades dentro del país y principalmente en la provincia de El Oro y sus zonas aledañas de las provincias del Azuay y Guayas. El plazo de duración de la sociedad es de 99 años.

2.2 FECHA

Fue constituida el 6 de octubre de 1964.

2.3 OBJETO

Tiene por objeto realizar toda clase de actividades tendentes a la distribución y comercialización de energía eléctrica hasta el cliente final, dentro del marco de legislación vigente. Para su cumplimiento, la Empresa podría celebrar toda clase de actos y contratos, pudiendo además suscribir acciones en compañías constituidas o por constituirse.

2.4 CAPITAL SOCIAL

El capital social de la compañía es de TRES MILLONES DIECIOCHO MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y SIETE dólares / VEINTE centavos de los Estados Unidos de Norte América (\$3'018.467.20) dividido en 7.546.168 acciones de cuarenta centavos de dólar cada una, numeradas del 0000001 al 7.546.168, ordinarias, nominativas, iguales e indivisibles.

2.5 ACCIONISTAS

La Empresa tiene como accionistas locales al H. Consejo Provincial de El Oro y los Municipios de Machala, Pasaje, Santa Rosa, Zaruma, Arenillas, Huaquillas, Piñas y Marcabelli; como accionista regional y al H. Consejo Provincial del Azuay y Municipio de Pucará y como accionistas nacional al Fondo de Solidaridad.

2.6 AREA DE SERVICIO

La Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A. atiende fundamentalmente a la Provincia de El Oro y a las zonas de la Provincia del Azuay, como son el cantón Pucará y la Parroquia Ponce Enriquez y de la provincia del Guayas el Cantón Balao y la parroquia Tenguel del Cantón Guayaquil.

2.7 FECHA DE LA ULTIMA REFORMA ESTATUTARIA Y AUMENTO DE CAPITAL SOCIAL

La escritura pública contiene los estatutos reformados de la Empresa Eléctrica Regional El Oro S.A., celebrada el 13 de agosto de 1998 y debidamente inscrita en el Registro Mercantil con número 639 y anotada en el Repertorio bajo el No 1396 en Machala el 25 de agosto de 1998, dando así cumplimiento a la resolución 98-6-61-0518 dictada por la señora Superintendente de Compañías, mediante el cual se aprueba la escritura pública de la reforma estatutaria.

2.8 INTEGRACIÓN ACTUAL DE LOS ORGANOS SUPERIORES DE LA COMPAÑIA

La Junta General de Accionistas y el Directorio de la Empresa esta integrado de acuerdo al detalle que más abajo se indica:

2.9 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

Cap. Milton Ordóñez Rubio	GERENTE FONDO DE SOLIDARIDAD
Ing. Montgomery Sánchez	PREFECTO PROVINCIAL DE EL ORO
Dr. Mario Minuche Murillo	ALCALDE DE MACHALA
Sr. Pio Encalada Erráez	ALCALDE DE PASAJE
Sr. Clemente Bravo	ALCALDE DE SANTA ROSA
Sr. Norman Astudillo	ALCALDE DE ZARUMA
Dr. José Luis Paladines	ALCALDE DE ARENILLAS
Sr. Manuel Aguirre	ALCALDE DE HUAQUILLAS
Sr. Jaime Granda Romero	ALCALDE DE PINAS
Sr. Milton Mogrovejo	ALCALDE DE PUCARA
Sr. Efrén Calozuma	ALCALDE DE MARCABELI

2.10 DIRECTORIO

Ing. Cartwright Burbano	PRESIDENTE DEL DIRECTORIO
Sr. José Gallardo Moscoso	FONDO DE SOLIDARIDAD

Ing. César García Pazmiño	FONDO DE SOLIDARIDAD
Ing. Leonardo Zaragocin	FONDO DE SOLIDARIDAD
Sr. Oscar Luna Montoya	MUNICIPIOS ZARUMA, SANTA ROSA, PIÑAS, MACHALA, PASAJE, ARENILLAS, MARCABELI Y PUCARA
Sr. César Blacio Castillo	REPRESENTANTE DE LOS TRABAJADORES

3. GESTIÓN ECONÓMICO – FINANCIERA

Conviene señalar que los Estados Financieros de la Empresa, han sido elaborados de conformidad con lo establecido en la Ley de Compañías, Estatutos de la Empresa, sistema uniforme de cuentas, principios de Contabilidad de general aceptación y recomendaciones de los Organismos de Control.

Los principales aspectos económicos financieros se detallan a continuación:

3.1 ESTRUCTURA DEL CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO

El Capital Social, suscrito y Pagado es de 3'018.467.20 dólares, constituido por 7.546.168 acciones ordinarias y nominativas de 0.40 ctvs. de dólar, distribuido de la siguiente manera:

<u>ACCIONISTAS</u>	<u>ACCIONES</u>	<u>VALOR</u>	<u>%</u>
FONDO DE SOLIDARIDAD	6,511.385	2'604.554.00	86.29
CONSEJO PROVINCIAL DE EL ORO	1,008.109	403.243.60	13.36
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	8,000	3.200.00	0.11
MUNICIPIO DE MACHALA	2,459	983.60	0.03
MUNICIPIO DE SANTA ROSA	5,651	2,260.40	0.07
MUNICIPIO DE PASAJE	1,145	458.00	0.02
MUNICIPIO DE ARENILLAS	718	287.20	0.01
MUNICIPIO DE ZARUMA	1,387	554.80	0.02
MUNICIPIO DE HUAQUILLAS	2,303	921.20	0.03
MUNICIPIO DE PIÑAS	2,711	1,084.40	0.04
MUNICIPIO DE MARCABELI	500	200.00	0.01
MUNICIPIO DE PUCARÁ	1,800	720.00	0.02
SUMAN	7,546.168	3,018.467.20	100

3.2 INDICES DE GESTION FINANCIERA

En los anexos A, B, C, D se recopilan los índices de gestión financiera de EMELORO

De acuerdo con las Normas de Elaboración y Control Presupuestario para Empresas Eléctricas, se presenta a consideración del Directorio y Junta General de Accionista de EMELORO, la Memoria sobre la Ejecución y Liquidación de los Presupuestos: de Caja, de Operación, y de Inversiones correspondiente al Ejercicio Económico del 1 enero al 31 de diciembre del 2002.

PRESUPUESTO DE CAJA

Comprende el movimiento de ingresos y egresos efectivos realizados durante el año 2002, guarda relación con los Presupuesto de Operación e Inversiones, por lo que a continuación se realiza un breve análisis de la ejecución del mismo.

INGRESOS EFECTIVOS

VENTA DE ENERGIA:- Este rubro considera el monto recaudado de las emisiones de facturación durante el año 2002, cuyo valor asciende 26,781 mil dólares, que en términos relativos representa 96.58% de la proyección anual, y, el 80.04% del total de ingresos efectivos. Con relación al año 2001 la venta de energía se ha incrementado en el 54.12%.

A continuación se presenta el valor estimado y aplicado al término del año 2002.

INGRESOS %	PROY. ESTIMADA	VALOR RECAUDADO
	AÑO 2002	AÑO 2002
<i>Cifras en Dólares</i>		
Venta de Energia 96.58	27,730,252.09	26,781,320.71
	=====	=====
Total de Ingresos : 96.58	27,730,252.09	26,781,320.71
	=====	=====
	=====	

QUE NO SON POR VENTA DE ENERGIA:- Estos ingresos ascienden a 464 mil dólares, valor que en términos relativos representa el 122.24% de los 380 mil dólares proyectados, está constituido por las Conexiones y Reconexiones con 437 mil dólares, Arriendo de Propiedades con 9,870 dólares, y, varios con 17,640 dólares, formado por las multas a los usuarios y venta de chatarra.

AJENOS A LA OPERACIÓN:- Considera todos los ingresos recibidos por los siguiente conceptos: Venta de Materiales con 60,128 dólares, Obras y Contratos 4,000 dólares, intereses Ganados y por mora 116,231 dólares, y, otros ingresos por 14,379 dólares, que comprende la venta de carpetas para calificación de proveedores, totalizando un monto de 195 mil dólares, que frente al valor asignado representa el 94.76%.

DOCUMENTOS POR COBRAR:- El monto ejecutado totaliza 768 mil dólares, que representa el 114.65 % de los 670 mil dólares presupuestados.

DE ACCIONISTAS:- El valor ingresado por este concepto suma 1,484 mil dólares, que constituye los aportes del Fondo de Solidaridad para la construcción de Obras de Electrificación Rural Urbana Marginal(FERUM).

Mediante convenios firmados con cargo a la tasa de recolección de basura algunos Municipios financiaron también la construcción de obras de electrificación por el valor de 19 mil dólares.

FONDO ESPECIAL DE CONSUMIDORES:- Constituido por los depósitos en garantía que los abonados de acuerdo al Reglamento de Suministros del Servicio de Electricidad, deben cancelar por concepto de medidor, acometida y consumo de energía, el valor ejecutado asciende a 42,605 dólares, que en términos relativos representa el 94.68% en relación a su asignación de 45,000 dólares.

OTROS INGRESOS:- Este rubro considera los ingresos por faltantes, sobrantes, notas de crédito por cheques protestados y reintegros préstamos patronales por un monto de 1,150 mil dólares, igual al 88.97% de los 1,293 mil dólares presupuestados.

INGRESOS DE TERCEROS:- Ascienden a 2,568 millones de dólares, representa el 95.19% de los 2,697 mil dólares proyectados, está constituido por los Gravámenes recaudados por concepto de Impuestos de Bomberos, Seguro Contra Incendio, Tasa Recolección de Basura y FERUM.

En resumen, el total de ingresos ejecutados en el año 2002, alcanzan la suma de 33,458 mil dólares, igual al 95.98% del valor presupuestado de 34,858 mil dólares.

EGRESOS EFECTIVOS

El monto total acumulado de egresos al finalizar el año 2002, alcanza la suma de 34,330 mil dólares, que en términos relativos representa el 93.48% de ejecución con relación a la proyección anual de 36,723 mil dólares.

Los rubros que conforman los Egresos Efectivos se detallan a continuación:

GASTOS DE OPERACIÓN:- Estos gastos alcanzan una ejecución acumulada de 23,434 mil dólares, de cuyo valor 14,016 mil dólares, corresponden a pagos realizados por concepto de compra de energía para la reventa.

Los gastos de operación representan el 96.83% de su asignación anual de 24,202 mil dólares.

GASTOS DE INVERSIONES:- Ascienden a 1,821 mil dólares, igual al 161.27% de ejecución con relación a los 1,129 mil dólares presupuestados, se aplica especialmente en la mano de obra para la construcción de obras de electrificación.

ADQUISICIONES:- En la compra de materiales tanto para inversión como para mantenimiento se aplicaron 2,260 mil dólares, que constituye el 47.55% de ejecución, con relación a los 4,753 mil dólares asignados.

SERVICIO DE LA DEUDA INTERNA:- Para cancelar la totalidad del préstamo concedido por el Banco de Machala se aplicó el valor de 7 mil dólares, igual al 100% de los 7 mil dólares proyectados inicialmente.

CREDITOS PENDIENTES:- Totalizan 3,426 mil dólares, representa el 106.58% de ejecución con relación a los 3,214 mil dólares proyectados.

Por Compra de Energía se cancelo 2,761 mil dólares, por concepto de varios pagos pendientes de cancelar en el año 2001: 664 mil dólares.

OTROS EGRESOS:- Este rubro presenta un monto ejecutado de 1,535 mil dólares, representa el 95.94% de su proyección anual, constituido por los siguientes conceptos: Préstamos Patronales a Ceteoro, cheques devueltos, impuesto al la renta, reintegro a compañía de seguros entre otros.

DEVOLUCION A TERCEROS:- Presenta una ejecución acumulada de 1,845 mil dólares, que en términos relativos representa el 101.63% en relación a la asignación inicial. Constituido por gravámenes que se reembolsan a los beneficiarios de los gravámenes recaudados.

SUPERAVIT DE CJA:- El presupuesto de caja al 31 de diciembre del 2002, presenta un superávit en el orden de 2,204 mil dólares, que se obtiene de la diferencia entre ingresos y egresos efectivos por un valor negativo de 872 mil dólares, que sumados al saldo de caja y bancos por 1,734 mil dólares, más 1,341 mil dólares correspondiente al saldo de la cuenta del FIDEICOMISO, obtenemos el déficit anteriormente señalado.

Se debe indicar, que el superávit presentado no considera ningún ingreso ni egreso realizado por concepto de aplicación del Plan de Pérdidas de Energía, considerando que para llevar a efecto este plan se realizó un préstamo al Banco de Machala el mismo que será cancelado con los valores que ingresen por concepto de refacturaciones.

PRESUPUESTO DE OPERACIÓN

El Presupuesto de Operación comprende la ejecución durante el año 2002, de los ingresos y gastos de operación, los ingresos y gastos ajenos a la operación. Resaltando los aspectos de mayor importancia de cada Etapa Funcional y Concepto de Gastos.

INGRESOS

El total de ingresos percibidos por la Empresa al término del ejercicio económico alcanzan la suma de 30,128 mil dólares, valor que frente a los 31,173 mil dólares proyectados, representa el 96.65% de ejecución, están clasificados en : Venta de energía, Que no son por venta de energía y Ajenos a la Operación, como se demuestra en el siguiente cuadro:

INGRESOS DE OPERACIÓN	PROYECTADO	EJECUTADO	%
Cifras en Dólares			
Venta de Energía	30,588,232.52	29,468,858.37	96.34
Que no son por Venta de Energía	380,000.00	464,517.06	122.24
Ajenos a la Operación	205,500.00	194,738.56	94.76
Total Ingresos (Pag. No. 21)	31,173,732.52	30,128,113.99	96.65

A continuación se analiza brevemente la ejecución de estos ingresos.

VENTA DE ENERGIA:- El monto ejecutado de los ingresos facturados por venta de energía, asciende a 29,469 mil dólares, equivalente al 96.34% de la proyección anual y superior en el 45.52% a las ventas del año 2001, que fueron de 20,250 mil dólares.

INGRESOS QUE NO SON POR VENTA DE ENERGIA:- Por éste concepto, la empresa ha facturado 464 mil dólares, igual al 122.24% de la asignación anual de 380 mil dólares.

Este rubro está formado por Conexiones y Reconexiones con 437 mil dólares, Arriendo de Propiedades 9,870 dólares, por multas y venta de chatarra 18 mil dólares.

INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN:- Considera todos aquellos ingresos provenientes de operaciones que no son de servicio eléctrico, el valor aplicado durante el año 2002, alcanza la suma de 195 mil dólares, y representa el 94.76% de su asignación anual. El detalle de estos ingresos se lo presenta en la pagina (20)

GASTOS:-

Comprende los gastos incurridos por la supervisión general, operación y mantenimiento de todo el sistema que se consideran necesarios para la operación y suministro del servicio eléctrico.

El monto de los gastos de Operación en el año 2002, ascendió a 37,261 mil dólares, valor que en términos relativos representa el 100.72% de ejecución anual, y constituye el 15.37% más que los gastos del año 2001. Los Gastos de Operación se dividen en dos tipos :

- a) Gastos que requieren desembolso; y,
- b) Gastos que no requieren desembolso

GASTOS QUE REQUIEREN DESEMBOLSO:- Estos gastos totalizan 33,627 mil dólares, y, representan el 90.25% del monto total de gastos de operación por 37,261 mil dólares.

En el siguiente cuadro se presenta el valor absoluto y relativo, demostrado por etapas funcionales y concepto de gasto, el monto de participación al total de gastos de operación desembolsables.

ETAPAS FUNCIONALES	MANO DE OBRA	SERV.PERS AFINES	MATERIAL	COMBUST. LUBRICANT	COMPRA ENERGIA	SERV. COMPR.	EJECUT. TOTAL	%
Suminist. de Enero.					23,798,609.66		23,798,609.66	70.77
Generación	319,728.71	4,102.85	7,446.09	208,631.90	0.00	88,257.22	628,166.77	1.87
Subt. Dist. y Subst.	657,323.72	7,594.00	312,755.39	0.00	0.00	394,194.16	1,371,867.27	4.08
Cal. Serv. Ins.	987,862.00	7,009.08	6,989.79	0.00	0.00	345,665.02	1,347,525.89	4.01
Comercializ. y Mantenim.	3,539,482.09	229,646.89	384,665.36	0.00	0.00	2,327,288.18	6,481,082.52	19.27
Totales:	5,504,396.52	248,352.82	711,856.63	208,631.90	23,798,609.66	3,155,404.58	33,627,252.11	100.00
Porcentajes:	16.37	0.74	2.12	0.62	70.77	9.38	100.00	

Como se puede observar en el presente cuadro, la partida de "Energía comprada para la reventa" representa el 70.77% del total de gastos de operación desembolsables; el rubro "Mano de Obra" que comprende los sueldos, subsidios y beneficios de ley, representa el 16.37%.

El rubro "Servicios Comprados" con el 9.38%, "Materiales" egresados de bodega para mantenimiento de líneas, redes de distribución, alumbrado público y acometidas; repuestos, suministros y enseres menores representan el 2.12%, en lo que se refiere a los combustibles y lubricantes para generación el 0.62%, y, por último "Servicios Relacionados con el Personal y Afines" con el 0.74% de participación.

La ejecución del total de los gastos desembolsables representa el 100.25% con relación al valor presupuestado de 33,542 mil dólares.

GASTOS QUE NO REQUIEREN DESEMBOLO: Estos gastos representan el 9.47% del total de gastos de operación, comprenden los gastos de depreciación de bienes e instalaciones en servicio, a su costo histórico.

La ejecución de estos gastos son datos reales proporcionados por el departamento de contabilidad tomados Balance del Ejercicio Económico del año 2002, representa el 105.88% en relación al valor asignado de 3,333 mil dólares

GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN: Comprende los rubros siguientes: Costos por venta de materiales por el valor de 18 mil dólares, costos por obras y contratos 1,200 dólares, gastos de comisariato y Celeoro por 61 mil dólares, y, gastos diversos que comprende los daños y perjuicios a terceros por un monto de 25 mil dólares, por lo tanto la ejecución de estos gastos representa el 86.39% del monto total proyectado que fue de 121 mil dólares.

El presupuesto de operación al término del ejercicio económico a nivel de consolidado presenta una ejecución del 100.72% lo que demuestra que los gastos en su conjunto cumplen con lo que se proyectó aplicar en el transcurso del año 2002, sin embargo a continuación detallamos algunas partidas que por tipo de conceptos se encuentran sobregiradas.

Horas Extras: Considera el valor adicional pagado al personal, por trabajos realizados fuera de las horas reglamentarias, y valores adicionales pagador por jornadas nocturnas.

El monto aplicado por este rubro alcanza los 241 mil dólares, que en términos relativos representa el 112.61% de los 214 mil dólares estimados, el sobregiro presentado demuestra que se laboró mayor número de horas extras de las que se estimó laborar.

Otros Beneficios: Considera todos aquellos valores cancelados por concepto de vacaciones no gozadas, bono pecuniario y bonificación por manejo de vehículo.

El monto aplicado totaliza 91 mil dólares, igual al 116.89%, el sobregiro presentado corresponde a los valores cancelados a los trabajadores por los conceptos anteriormente señalados en mayor proporción de lo que se estimó desembolsar por dichos conceptos.

Décimo Tercer Sueldo: Considera la remuneración adicional que se entrega a los empleados y trabajadores, el monto aplicado por este concepto totaliza el valor de 220 mil dólares que en términos relativos equivale al 113.67% de lo estimado, el sobregiro presentado corresponde a los valores cancelados a los trabajadores por concepto de horas extras, vacaciones, días adicionales, diferencia de sueldo que no se estimaron desembolsar en el año 2002.

Aportes Patronales y Cesantía: Identifica los pagos que le corresponden hacer al patrono, para financiar los beneficios del seguro social que debe proporcionar a los funcionarios, empleados o trabajadores.

El monto aplicado en este concepto fue de 325 mil dólares, igual al 120.62% de su proyección anual, el sobregiro presentado se da por las mismas razones explicadas en el décimo tercer sueldo.

Viáticos y Subsistencia: Identifica los valores diarios concedidos, para el sostenimiento de los funcionarios y trabajadores enviados a comisión de servicio o en representación de alguna comisión.

El valor aplicado alcanzo los 103 mil dólares, que en términos relativos representa el 121.09% en relación a su asignación anual, el sobregiro presentado demuestra que no se aplicó la austeridad con la que fueron estimados este tipo de gastos.

Materiales:- Identifica los egresos destinados a la compra de materiales para operación y mantenimiento, presenta un valor aplicado de 339 mil dólares que representa el 112.95% de su estimación inicial, el sobregiro presentado se da por cuanto los valores que el área técnica y comercial estimaron aplicar en las etapas funcionales de alumbrado publico e instalación de servicio al consumidor no fueron suficientes para satisfacer las necesidades de la provincia.

Repuestos y Accesorios de Vehiculos:- Bajo este rubro se registran todos aquellos egresos realizados por repuestos que fueron instalados en los diferentes vehiculos de la empresa. El valor aplicado en este concepto totaliza los 91 mil dólares, y representa el 113.67% del valor estimado.

El sobregiro presentado corresponde a las adquisiciones de repuestos realizadas en mayor cantidad de las que se estimó, con la finalidad de que los vehiculos estén en perfecto estado y los trabajadores puedan desarrollar sus actividades de forma normal.

Arriendo de Equipos Maquinarias y Herramientas:- considera los pagos realizados por concepto de arriendo de equipos, maquinarias y herramientas para uso de las actividades de operación y mantenimiento, el monto aplicado alcanza el 186.71%, el sobregiro corresponde a valores cancelados a TRANSDATEL por concepto de alquiler de equipos para transmisión de datos con las agencias y sub-agencias.

Serv. Energ.Elect.Agua y Telef.:- Este concepto identifica los gastos incurridos por el servicio y el consumo de los mismos, el monto aplicado alcanza el 153.51%, sobregiro que demuestra que no se ha venido aplicando austeridad en este gasto.

Servicio de Correo:- corresponde a los valores cancelados por concepto de valijas o paquetes, tasas por el despacho de correspondencia, su aplicación es del 134.09%, porcentaje que demuestra que no se aplicó ningún tipo de austeridad por este concepto.

Servicios Diversos:- Este concepto considera todos los desembolsos realizados por mano de obra, contrataciones de servicios con terceros y mantenimiento de instalaciones generales, presenta una aplicación del 148.60%, el sobregiro presentado demuestra que no se ha aplicado austeridad en este tipo de gastos.

La estimación de los diferentes conceptos de este presupuesto, se realizó en función de las limitaciones de recursos disponibles con que cuenta la empresa, para lo que la administración aplicaría principios de optimización y ahorro en los diferentes gastos, disposiciones que fueron emitidas por el Fondo de Solidaridad, sin embargo podemos observar que no se pudo evitar el sobregiro de los conceptos anteriormente señalados.

CONCLUSIONES SOBRE EL PRESUPUESTO DE OPERACIÓN:-

El resultado del Presupuesto de Operación se obtiene comparando los ingresos operacionales con los gastos del mismo tipo, como a continuación se demuestra.

DENOMINACION	PARCIAL	SUB-TOTAL	TOTAL
--------------	---------	-----------	-------

Cifras en Dólares

INGRESOS

30,128,113.99

De operación

29,933,375.43

Vta de Energía

29,468,858.37

Que no son por Vta de Energía

464,517.06

Ajenos a la Operación

194,738.56

GASTOS

37,260,954.34

De Operación	37,156,425.84	
Compra de Energía	23,798,609.66	
Etapas Funcionales	9,828,642.45	
Depreciación	3,529,173.73	
Ajenos a la Operación	104,528.50	
DEFICIT PRESUPUESTARIO:		-7,132,840.35
		=====

Como se puede observar el presupuesto de operación presenta un déficit en el orden de 7,133 mil dólares, resultado que demuestra que la Empresa no ha generado suficientes recursos que permitan cubrir los gastos propios de operación y mantenimiento del sistema, pudiendo adquirir materiales y contratar servicios considerados necesarios para la expansión de la empresa en función del no pago de 9,782 mil dólares por concepto de compra de energía para la reventa y de los gastos no desembolsables por 3,529 mil dólares.

Además, se debe señalar que el 25.74% de pérdidas técnicas y comerciales de energía, constituye un importante aporte al déficit de operación al término del período que se liquida, de cuyo porcentaje el 10.89% corresponden a pérdidas técnicas y el 2.08% a pérdidas comerciales aceptadas.

El 11.33% corresponden a pérdidas comerciales no aceptadas (pérdidas por robo) que en valores absolutos equivalen a 3,833,239.52 dólares.

La Administración en aras de mejorar los ingresos de la Empresa reduciendo las pérdidas de energía, ha puesto en marcha un Plan de Reducción de Pérdidas de Energía cuyos resultados serán evaluados en el transcurso del año 2004.

PRESUPUESTO DE INVERSIONES

La liquidación del presupuesto de inversiones del año 2002, comprende la ejecución del plan de obras de electrificación y adquisición de bienes, realizadas durante el año presupuestario, clasificadas por etapas funcionales, así como las fuentes de financiamiento previstas para su ejecución.

En el año 2002, se programó la ejecución de obras y adquisición de bienes por el monto de 6,481 mil dólares, de los cuales se ejecutó el 56.68%.

Así también, mediante convenios firmados con cargo a la tasa de basura los Municipios de Machala, Huaquillas, Zaruma, Piñas y El Guabo, financiaron también la construcción de obras de electrificación por el valor de 19 mil dólares.

En el cuadro siguiente se presenta las fuentes de financiamiento y la aplicación de fondos por etapas funcionales.

**PRESUPUESTO DE INVERSIONES
FUENTES Y APLICACION DE FONDOS**

Cifras en Dólares

FUENTES DE FONDOS	PRESUPUESTO	EJECUTADO	%
-------------------	-------------	-----------	---

1.- RECURSOS PROPIOS	<u>1,876,207.04</u>	<u>926,016.84</u>	<u>49.36</u>
-Materiales en Stock	950,000.00	577,622.80	60.80
-Caja	926,207.04	348,394.04	37.62
2.- RECURSOS AJENOS	<u>4,605,247.94</u>	<u>2,747,842.68</u>	<u>59.67</u>
-Donaciones y Contribuciones	956,835.00	709,073.87	74.10
-Otros - Préstamo Japonés	266,593.00	148,497.18	55.70
-Aportes de Accionistas	<u>3,381,769.94</u>	<u>1,890,271.63</u>	<u>55.90</u>
-Fondo de Solidaridad	3,365,754.98	1,870,639.45	55.58
-Municipio de Machala	5,489.00	2,817.21	51.32
-Municipio de El Guabo	-	3,205.97	-
-Municipio de Huaquillas	872.96	2,829.08	-
-Municipio de Zaruma	7,653.00	9,860.45	-
-Municipio de Piñas	<u>2,000.00</u>	<u>919.47</u>	<u>-</u>
	6,481,454.98	3,673,859.52	56.68
3.- APLICACION DE FONDOS			
Generación	55,000.00	30,226.99	54.96
Subtransmisión	2,326,278.60	1,005,411.89	43.22
Distribución	2,062,778.54	1,355,767.89	65.73
Instal. Serv. Consumidores	1,205,384.00	907,807.26	75.31
Inversiones Generales	832,013.84	374,645.49	45.03
Totale	6,481,454.98	3,673,859.52	56.68

FUENTES DE FONDOS:-

RECURSOS PROPIOS:- Con financiamiento de EMELOORO se compró inversiones por 926 mil dólares.

RECURSOS AJENOS:- *Estos recursos por 2,747 mil dólares, provienen de los accionistas de la Empresa, siendo el mayor aporte del accionista Fondo de Solidaridad con 1,870 mil dólares.*

APLICACIÓN DE FONDOS:-

GENERACION:- Para mantener en perfecto estado de funcionamiento los grupos generadores, se invirtió 30 mil dólares, que representa el 54.96% de los 55,000 dólares asignados. La fuente de financiamiento fue 100% Emeloro.

SUBTRANSMISION:- El monto proyectado aplicar en esta etapa funcional fue de 2,326 mil dólares, de los cuales se invirtió 1,005 mil dólares, representa el 43.22% de su asignación anual.

La inversión realizada se aplico principalmente en la adquisición de equipos para el sistema por 99 mil dólares, en la construcción de obras civiles y montaje electromecánico de subestaciones de 69/13.2 KV se invirtió el monto de 121 mil dólares, en la construcción de líneas de 13.8 KV se aplico 785 mil dólares.

Las fuentes de financiamiento fueron: Emeloro 239 mil dólares, Ferum 419 mil dólares y 127 mil dólares mediante un préstamo otorgado por el gobierno Japonés.

DISTRIBUCION:- Esta etapa funcional está constituida por el conjunto de redes eléctricas mediante las cuales se efectúa la entrega directa del servicio en media y baja tensión a nuestros clientes.

Para el efecto se ha previsto ejecutar un total de obras a nivel de distribución que asciende a 1,355 mil dólares, que en términos relativos representa el 65.73% del monto total estimado invertir en el año 2002. Las Fuentes de Financiamiento fueron los siguientes:

Accionistas 1,269 mil dólares, Emeloro 62 mil dólares, Abonados 3 mil dólares, y un préstamo del Gobierno Japonés por 21 mil dólares. En materiales.

INSTALAC. SERVIC. CONSUMIDORES:- En la instalación de acometidas y medidores se aplico 907 mil dólares, valor que en términos relativos representa el 75.31% de ejecución, con relación al 1,205 mil dólares de proyección anual. Las Fuentes de Financiamiento aplicadas fueron las siguientes: Abonados 700 mil dólares, Accionistas 207 mil dólares.

INVERSIONES E INSTALACIONES GENERALES:- Bajo este rubro se ejecuto el monto de 374 mil dólares, que representan el 45.03% de los 832 mil dólares de asignación anual. Su financiamiento fue 100% Emeloro.

Es importante señalar, que el 43.32% que no se ejecutó durante el ejercicio económico del año 2002,

obedece a la falta de liquidez de la Empresa y la no entrega oportuna del 44.10% de los recursos previstos de los accionistas como se demuestra en el cuadro anterior.

Cabe indicar, que el presente documento se lo está presentando en esta fecha ya que existían varios pagos que se encontraban en tramites pendientes por cancelar desde el mes de septiembre del año 2002, gastos que necesariamente debían incluirse en la liquidación presupuestaria de este ejercicio económico.

Señores Directores y Accionistas, lo expuesto es un breve análisis sobre la Liquidación Presupuestaria de los Presupuestos: de Caja, de Operación y de Inversiones correspondiente al Ejercicio Económico del Año 2002, que elevo a vuestro conocimiento y aprobación con las observaciones que estimen convenientes.

4. GESTIÓN COMERCIAL

4.1 CLIENTES

En los meses de Enero a Diciembre del año 2002 se han incrementado 5.917 clientes, atendiéndose a final del periodo la cantidad de 139.798 abonados en todo el sistema, el cuál demuestra un incremento del 4.5 %.

4.2 FACTURACIÓN,

En cuanto a la facturación del sistema durante el periodo de Enero a Diciembre del año 2002, se ha facturado a los clientes por consumo 303'289.539 KWH, la facturación mensual tuvo un valor mínimo de 24,11 GWH en la emisión Ene-2002 y un máximo de 27,32 GWH en la emisión Jun-2002.

En este periodo el precio medio de venta del KWH ha pasado de 0.0875 US \$ / KWH en Enero del 2002 a 0.09476 US \$ / KWH.

4.3. CALIDAD DE LA FACTURACIÓN

Durante este periodo y hasta la presente fecha los indices de facturación son los exigidos por el CONELEC, es decir el nivel de error de lectura o por anulaciones de facturación la empresa cumple los parámetros.

4.4 RECAUDACIÓN

Durante este periodo, se ha facturado por importe la cantidad de US \$ 28'865,936.11; recaudándose la cantidad de US \$ 27'571 698.87. Lo cual representa que se ha recaudado el 96% del valor facturado.

4.5 CARTERA VENCIDA

Se inició el año con una cartera vencida por importe de US \$ 785,953; la misma que se ha venido incrementado continuamente hasta tener una cartera a Diciembre del 2002, de US \$ 1'237,497. En términos absolutos representa un incremento del 57,1 %.

Del total de cartera el 23,9 % corresponde al sector público y el 76,1 al sector privado.

La cartera como porcentaje de la facturación anual, ha pasado del 4,46% al 4,29%, disminuyendo en 0,17 %.

Los grupos de clientes que mayor crecimiento porcentual ha registrado en el año son; el industrial, con un incremento del 11,55 %, los clientes residenciales con el 123,74 % y los comerciales el 67,4%; las deudas del sector público han crecido en un 22,85%.

Ver anexo 1, sobre el comportamiento de la cartera durante el año 2002

GESTIONES DE COBRO

En lo que se refiere al sector privado que para este año fue el que más creció, se contrató un abogado que se encargue de notificar e iniciar trámites legales a cada uno de los abonados morosos, además de cortes puntuales, inspecciones nocturnas a los clientes cortados.

Este incremento notable en el sector privado se debe a la situación que ha venido viviendo la provincia debido al problema del sector bananero y camaronero, lo que nos ha ocasionado incumplimientos a convenios y retrasos en pagos puntuales de consumo.

Para el año 2003, se está implementando un plan de reducción de cartera durante 8 meses, que abarca Machala y Agencias, proyecto que plantea reducir un 50% de la cartera actual.

4.6 INDICES DE GESTIÓN COMERCIAL

INDICES DE GESTION COMERCIAL

INDICADORES	Estatus 31 dic-00	Estatus 31 dic-01	Estatus 31- Dic-02	Variación respecto al estatus/01
a) Energía Facturada (KWH)	276'912.752	281'037.397	303.289.539	+9,27%
b) Facturación importe (US\$) (*)	11'001.711	19.390.577.47	28.865.936.11	+48,69%
c) Recaudación importe ⁽²⁾	96,94%	96,15%	96,9%	-0,15%
d) Cartera vencida (US\$) ⁽³⁾	371.853	785.953	1.237.497	+57,00%
e) Cartera vencida (%) ⁽⁴⁾	3,49%	4,46%	4,27%	-0,19%
f) Número de abonados	129.379	133.881	139.798	+6,76%
g) Tiempo de instalación de nuevos servicios	121,3 horas	82 horas	48 horas	-59,51%
h) Precio medio de venta	0,03973	0,069	0,09476	+37,33%
i) Población servida	90,0%	90,0%	90,0%	0%

(1) Incluido el subsidio del estado.

(2) Incluye la recaudación por importe de todo el año, inclusive emisiones anteriores al año de referencia.

(3) Solo importe. La conversión a dólares se ha hecho con la cotización del dólar con corte al 31 de diciembre del año respectivo.

(4) (*) La conversión a dólares se ha hecho con el valor del promedio anual del año respectivo.

+ representa un incremento del indicador

- representa una disminución del indicador

4.7 PROYECTOS DE MEJORAMIENTO

- **Compra de Sistema de comercialización** - durante este periodo se elaboró las bases y requerimientos que la empresa necesita para la ejecución de este sistema.
- **Instalación de equipos de comunicación en agencias.**- Durante el año 2002, fue instalado todos los equipos de comunicación, lo cual ha beneficiado a la empresa con información real y exacta sobre la facturación y recaudación.
- **Calidad de Facturación.**- La calidad de facturación que exige el CONELEC se viene cumpliendo dentro de los parámetros exigidos.
- **Proyecto de Cartera.**- Durante el año se ejecutaron varios planes piloto para recuperar la cartera, pero por el problema que atraviesa la provincia no se ha podido recuperar.

5. GESTIÓN TÉCNICA

CONSTRUCCIONES EN DOLARES (Ene 02 - Dic 02)

DESCRIPCION	COSTO		%
	PROGRAMADO	EJECUTADO	
LINEAS DE DISTRIBUCION	331.719,33	117.810,08	35,51%
LINEAS DE SUBTRANSMISION	1.800.254,00	362.154,86	20,12%
SUBESTACIONES	337.312,60	213.338,61	63,25%

LONGITUD DE LINEAS Y TRANSFORMADORES (Ene 02 - Dic 02)

DESCRIPCION	MEDIA TENSION (km)	BAJA TENSION (km)	TRANSFORMADORES	kVA INSTAL.
LINEAS DE DISTRIBUCION	41,00	0,30	11	345
PROYECTOS ELECTRICOS	40,70	11,60	170	5380
TOTAL =	81,70	11,90	181	5725

CONSTRUCCIONES EN DOLARES (Ene 01 - Dic 01)

DESCRIPCION	COSTO PROGRAMADO	COSTO EJECUTADO	%
LINEAS DE DISTRIBUCION	48,356,00	48,356,00	100,0%
LINEAS DE SUBTRANSMISION	480,000,00	348,757,97	72,7%
SUBESTACIONES	168,337,10	116,805,80	69,4%
TOTAL =	696,693,10	513,919,77	73,8%

LONGITUD DE LINEAS Y TRANSFORMADORES (Ene 01 - Dic 01)

DESCRIPCION	MEDIA TENSION (km)	BAJA TENSION (km)	TRANSFORMADORES	kVA INSTAL.
LINEAS DE DISTRIBUCION	1,12	3,8	9	74
PROYECTOS ELECTRICOS	31,1	1,8	95	2562,5

CONSTRUCCIONES EN DOLARES (Ene 00 - Dic 00)

DESCRIPCION	MEDIA TENSION (km)	BAJA TENSION (km)	TRANSFORMADORES	kVA INSTAL.
LINEAS DE DISTRIBUCION	41,00	0,30	11	345
PROYECTOS ELECTRICOS	40,70	11,60	170	5380
TOTAL =	81,70	11,90	181	5725

LONGITUD DE LINEAS Y TRANSFORMADORES (Ene 00- Oct 00)

DESCRIPCION	MEDIA TENSION (km)	BAJA TENSION (km)	TRANSFORMADORES	kVA INSTAL.
LINEAS DE DISTRIBUCION	1,9	5,79	10	172,5
PROYECTOS ELECTRICOS	2,3	0,5	15	187,5

5.2 PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL Y URBANO MARGINAL

PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL URBANO MARGINAL FERUM 2002

OBRAS DE DISTRIBUCION

DESCRIPCION	APROBADO	EJECUTADO	%
NUMERO DE PROYECTOS	136	136	100,00%
NUMERO DE VIVIENDAS NUEVAS	1775	1780	100,28%
NUMERO DE VIVIENDAS MEJORAS	2318	2444	105,44%
NUMERO DE VIVIENDAS TOTAL	4093	4224	103,20%
Km MEDIA TENSION	82,2	86,75	105,54%
Km BAJA TENSION	79,8	84,34	105,69%
POTENCIA EN TRANSFORMADORES	1740	1857,5	106,75%
NUMERO DE TRANSFORMADORES	140	148	105,71%
INVERSION TOTAL (USD)	1.481.364,00	1.535.083,00	103,63%

6. GESTION DE PLANIFICACIÓN

6.1 NISTRACION DE LA COMPRA DE ENERGIA EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

La compra de energía durante el año 2001 ha sido un total de 389.54 GWH, compuesto por el 61.55% de la energía en contrato a plazo (239.75 GWH) y el 38.45% correspondiente a la compra de energía en el mercado ocasional o spot (149.79 GWH).

Mientras que para el año 2002 se tiene un total de 413.84 GWH, compuesto por el 63.74 % en la modalidad de contrato a plazo (263.79 GWH) y en el mercado ocasional el 36.26% (150.06 GWH).

El costo promedio del sistema para el año 2001 ha sido de 5.47 ctvs \$ Kwh, resultado de los costos de 6.14 ctv \$ / Kwh en el mercado spot y 2.15 ctv \$ / Kwh para el costo bajo la modalidad de contratos a plazo.

Para el año 2002 se tiene un costo promedio del sistema de 5.76 ctv\$/kwh, igualmente resultado de los costos de 5.08 y 2.87 ctv \$ / Kwh para los mercados spot y contratos a plazo respectivamente..

Para la determinación de los costos antes indicados se han considerado los siguientes componentes:

Por energía comprada en los mercados spot y ocasional, los costos por compra de potencia, los costos por transmisión y otros cargos del MEM.

En conclusión si analizamos, el costo promedio de la energía anual para el año 2001 fue menor que para el año 2002, resultando un incremento del 5.35% (ver cuadro 1.1).

6.2 BALANCES ENERGETICOS Y ECONOMICOS DE COMPRA DE ENERGIA

En los cuadros 2.1 se presenta los Balances Energéticos de los años 2001 y 2002 y en el cuadro 2.2. se tiene el Balance Económico de la compra de energía (contratos y spot), en los cuales se podrá analizar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico de EMELORO:

- La energía requerida por el Sistema Eléctrico El Oro (MWH Año) para el año 2001 fue de 377,670.64 MWH/Año, y para el año 2002 fue de 412,410.23 MWH/Año; por lo tanto se ha presentado un incremento de 9.2%
- La demanda máxima (MW) presentada hasta la fecha en el año 2002 ha sido de 77.28 MW mientras que, para el año 2001 fue de 72.29 MW, es decir se ha presentado un incremento del 6.9%.
- Las pérdidas de energía en el año móvil 2002 ascienden al 25.74% mientras que en el año 2001 fueron de 25.53%; por lo que se ha obtenido un incremento de 0.21%.
- La producción de energía (MWH) (generación local) para el año 2001 fue de 5,210 MWH/Año, mientras que en el año 2002 se tuvo una producción de 4,011 MWH/Año resultando un decrecimiento del 22.38%.

En el cuadro 2.2. se tiene el comportamiento de la compra de energía en relación con la energía facturada, para los años 2001 y 2002, es preciso destacar un parámetro muy importante que es el relacionado con el costo total de la energía comprada y el valor obtenido por la venta de dicha energía, resultando que para el año 2001 se registró un déficit, y para el año 2002 un pequeño superávit, sin embargo, este resultado positivo no sirve para cubrir los gastos operacionales del mismo año.

6.3 INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO.

La Regulación 004/01 que contempla el control y el monitoreo de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución ha iniciado su primera etapa a partir del mes de junio del 2002, razón por la que mes a mes se viene reportando al CONELEC los indicadores referentes a la calidad del servicio técnico y comercial. Ver Cuadro 3.1.

Los índices de Calidad del Servicio Técnico FMK y TTIK de la red global (Frecuencia Media de Interrupción por KVA instalado y Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal instalado) están totalmente fuera de los límites anuales aceptables. En el caso de la Energía no Suministrada (ENS), para el año 2002 es 513.08 MWh/Año y con un costo promedio de penalización estimado de 1.925 US \$ / Kwh, EMELORO de haberse aplicado la regulación 004/01 hubiera tenido que indemnizar a los consumidores con US \$ 987,679.69.

Para el análisis de los índices de Calidad del Servicio Comercial, los indicadores mostrados son el promedio general de la empresa, resultando que para las conexiones de nuevos servicios y resolución de reclamos comerciales cumplimos con los límites de la Regulación a excepción del mes de diciembre. En la reposición del suministro después de una interrupción individual, en ningún mes se cumple con el límite establecido de 9 horas. Con respecto a calidad de la facturación en todos los meses cumple con el límite del 2%.

La Calidad del Producto no ha sido posible iniciar en esta etapa, por no disponer de los equipos necesarios exigidos en dicha Regulación.

6.4 INDICES GLOBALES DE GESTION

En el cuadro 4.1 se han determinado algunos Indicadores de Gestión, por lo que a continuación se analizan los más importantes.

El número de clientes por trabajador para el año 2001 fue de 302 y para el año 2002 de 274. El consumo promedio anual por clientes para el año 2001 fue de 2,139.80 Kwh, y para el año 2002 un valor de 2,182.19 Kwh, lo que refleja un ligero incremento del 2% con respecto al año 2001.

La longitud de las redes por etapa funcional han tenido un relativo incremento, mismos que han estado en función de las disponibilidades financieras de la Empresa. Así como de los aportes por parte del Fondo de Solidaridad mediante el Programa FERUM. Todas estas variaciones y otros indicadores de interés se pueden ver en el Cuadro 4.1, en el cual se han consolidado la información estadística de los años 2001 y 2002.

6.5 ESTUDIOS.

- Cálculo del Valor Agregado de Distribución
- Presupuestos de Compra-Venta de Energía
- Plan General de Reducción de Pérdidas de Energía
- Formulación del proyecto para la determinación de las Unidades de Propiedad Estandar.
- Cálculo y Determinación de los Índices de Calidad del Servicio Eléctrico.
- Fiscalización y Valoración de las obras eléctricas para futura capitalización
- Revisión y actualización del Plan de Electrificación en el cual constan las obras de inversiones y operaciones para el periodo 2000-2012. Periodo en el cual están consideradas las diferentes obras y presupuestos por Etapa Funcional.

7. GESTIÓN DE RECURSOS INDUSTRIALES

De acuerdo a los datos proporcionados en el año 2001, se puede observar que el personal estable Administrativo de la Empresa ha sufrido un incremento de (36.06%), no así el personal estable operativo que tiene una reducción de (- 48.84 %). El personal eventual administrativo tiene un incremento de (58.62%) y el personal eventual operativo una reducción de (-155.56%).

El costo de mano de obra en EMELORO, tiene un incremento de 20.46% y 26.28% para el personal administrativo y operativo estable respectivamente. Para la mano de obra eventual administrativa y operativa se incrementa para el último año 30.99% y 36.81% respectivamente.

7.1 RECURSOS HUMANOS

El personal estable de la Empresa ha sufrido un ligero incremento (%) no así el personal eventual operativo que tiene un crecimiento (%), el personal eventual operativo a disminuido (- %)

RECURSOS HUMANOS AÑO/2002

DESCRIPCION	31-Dic-00	31-Dic-01	31-Dic-02	VARIACION
PERSONAL ESTABLE ADMINISTRATIVO	127	133	208	36,06
PERSONAL ESTABLE OPERATIVO	243	256	172	- 48,84
PERSONAL EVENTUAL ADMINISTRATIVO	25	36	87	58,62
PERSONAL EVENTUAL OPERATIVO	81	115	45	- 155,56

COSTO DEL RECURSO HUMANO

DESCRIPCION	31-Dic-00	31-Dic-01	31-Dic-02	VARIACION
PERSONAL ESTABLE ADMINISTRATIVO	388.808,93	675.510,25	849.262,25	20,46
PERSONAL ESTABLE OPERATIVO	664.276,20	1.112.970,86	1.509.799,55	26,28
PERSONAL EVENTUAL ADMINISTRATIVO	50.171,48	38.965,89	56.464,50	30,99
PERSONAL EVENTUAL OPERATIVO	120.653,65	107.038,05	169.393,48	36,81

7.2 SERVICIOS GENERALES

GASTOS INCURRIDOS POR SERVICIOS GENERALES ENERO A DICIEMBRE DEL 2002

PARQUE AUTOMOTOR
 ARRIENDO DE LOCALES
 MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES
 VIGILANCIA PRIVADA
 OPERADORES DE SUBESTACIONES
 POLIZAS DE SEGUROS
 SUMINISTROS DE OFICINA

ENE-OCT.	NOV-DIC.	ENE-DIC/02.
434.732,80	59.069,51	493.802,31
49.327,06	16.348,86	65.675,92
44.370,75	19.906,70	64.277,45
160.823,04	39.999,68	200.822,72
90.960,00	250.272,56	341.232,56
167.490,20	36.098,88	203.589,08
114.797,81	21.253,58	136.051,39
1.062.501,66	442.949,77	1.505.451,43

8. GESTIÓN DE CONTROL DE ENERGÍA

Para la reducción de las pérdidas no técnicas de energía se realizan actividades tendentes a identificar a los clientes que tengan algún tipo de subfacturación de energía para proceder a corregir la anomalía que produce dicha subfacturación.

Las principales acciones que realiza es revisión y contrastación de medidores (11.635), refacturaciones (1.842).

AÑO	INSPECCIONES REALIZADAS	CLIENTES REFACTURADOS	ENERGÍA REFACTURADA	INCREMENTO EN LA FACTURACIÓN	VALORES REFACTURADOS
ESTATUS 2000/12	11,501	1,889	1,531,528	261,582	77,607
ESTATUS 2001/12	115,083	2,506	2,652,569	442,035	137,07
ESTATUS 2002/12	11,635	1,842	3,299,196	549,866	253,267
VARIACIÓN 2002% RESPECTO L 2001	-22,90%	-26,50%	24,40%	24,40%	84,80%

Las acciones tendientes a mitigar el alto nivel de pérdidas no técnicas exigió una masiva intervención de equipo humano a través de estrategias con resultados aceptables dentro de los parámetros sostenibles. Entre ellos invasiones masivas, fraudes, violentación de medidores.

9. GESTIÓN DE ORGANIZACIÓN.

Para el mejoramiento de la estructura organizativa y reglamentaria de la empresa de la unidad de Gestión Empresarial ha desarrollado las siguientes actividades en el periodo mayo del 2001 a Octubre del 2002

TRABAJOS REALIZADOS	ESTADO	RESOLUCION
REGLAMENTOS DE ACTUACION DE LAS COMISIONES Y PAGOS DE DIETAS	Aprobado por Directorio	2001.16.05
REGLAMENTOS DE USO Y CONTRATACION DE VEHICULOS	Aprobado por Directorio	2001.10.03
MANUAL DE PROCEDIMIENTOS Y REGLAMENTO DE INDEMNIZACION DE ARTEFACTOS QUEMADOS	Aprobado por Directorio	2002.02.03
PLAN GENERAL DE REDUCCION DE PERDIDAS DE EMELORO	Aprobado por Directorio	2002.02.05
PLAN OPERATIVO Y DESARROLLO DE EMELORO 2002	Aprobado por Directorio	2002.02.05
TERMINOS DE REFERENCIA DE LA PAGINA WEB DE EMELORO	Aprobado por Directorio	2002.04.04.05
DIAGNOSTICO DEL PARQUE AUTOMOTOR DE LA EMPRESA	Aprobado por Directorio	2002.04.04.02
FACTIBILIDAD DE LA ESCISION	Aprobado por Directorio	2002.06.04.01
ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACION DE LABORES DEL PERSONAL DEL AREA DE GENERACION	Aprobado por Directorio	2002.06.04.01
REGLAMENTO DE IMPLEMENTACION DEL CENTRO DE CONTROL	Aprobado por Directorio	2002.08.03
ORGANICO FUNCIONAL DE CONTRALORIA	Aprobado por Directorio	2002.08.01
REFORMA AL REGLAMENTO DE INDEMNIZACIONES	Aprobado por Directorio	2002.10.02
REGLAMENTO DE SEGURIDAD E HIGIENE INDUSTRIAL	Aprobado por Directorio	2002.11.07.03
REGLAMENTO DE CAPACITACION	Aprobado en 1ra. Instancia	2002.12.03
REGLAMENTO INTERNO	Aprobado por Directorio	2002.12.08.01
PROCEDIMIENTO SUMINISTRO DE MATERIALES DE OFICINA	Aprobado en 1ra. Instancia	
MANUAL DE AUDITORIA INTERNA	Aprobado por Directorio	2002.14.07
REFORMAS AL REGLAMENTO DE CALIFICACION DE PROVEEDORES Y	Aprobado por Directorio	2002.04.04
CONTRATACION PARA LA ADQUISICION DE BIENES, OBRAS Y SERVICIOS		
MANUAL DE CLASIFICACION Y VALORACION DE PUESTOS	En Elaboracion 65%	
METODOLOGIA PARA LA EVALUACION DEL DESEMPEÑO	Borrador	
LAVANTAMIENTO DE PROCESOS DEL AREA COMERCIAL PARA BASES DEL SIST. INFORMATICO	Aprobado en 1ra. Instancia	
SISTEMA INTEGRAL INFORMATICO DE EMELORO	En Elaboracion 90%	
REGLAMENTO DE USO Y CONTROL DE SERVICIO MEDICO	En Elaboracion 30%	
REGLAMENTO ORGANICO FUNCIONAL	En Elaboracion 80%	

ANEXOS Y CUADROS

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A. CALCULO DE LAS RAZONES FINANCIERAS INDICES DE LIQUIDEZ O SOLVENCIA		DICIEMBRE 2.000	DICIEMBRE 2.001	DICIEMBRE 2002
1.-	Capital de Trabajo Bruto Es igual al total del Activo Corriente	8.578.890,33	16.381.081,59	18.069.010,84
2.-	Capital de Trabajo Neto (Fondo de Maniobra) Activo Corriente Menos Pasivo Corriente	-8.778.214,13	-3.145.841,33	-9.247.605,95
	Fondo de Maniobra sobre Activos Totales Capital de trabajo neto/ Activos Totales o (Activo corriente - Pasivo corriente)/Activos Totales Este índice mide que proporción del Activo total es fondo de maniobra	-0,12	-0,04	-0,12
3.-	Índice de Solvencia (Relación Corriente) Activo corriente/ pasivo corriente Este índice me indica el número de dólares que tiene la empresa para cubrir 1 dólar de su deuda, a corto plazo	0,49	0,84	0,66
4.-	Índice de Liquidez (Prueba Ácida) (Activo corriente menos inventarios)/ Pasivo corriente El ratio me indica el número de dólares que tiene la empresa para cubrir sus deudas a corto plazo, sin tener que esperar a que pueda vender sus inventarios	0,29	0,58	0,46
5.-	Índice de Liquidez inmediata (Efectivo + inversiones temporales)/ Pasivo corriente El índice mide la capacidad de pago de pasivos corrientes, con activos inmediatamente líquidos	0,01	0,18	0,08
6.-	Índice de Liquidez del Activo corriente (Inventario+otros activos corrientes)/ Activo corriente Mide la relación de los activos menos líquidos, con respecto al total del activo corriente <u>Mientras más alto es este índice, la empresa es menos líquida</u>	0,42	0,31	0,31
7.-	Cobertura de los Gastos de Operación (Activos corrientes-Inventarios)/Media diaria de Gtos. Oper*360 Media diaria Gastos Operación=(Costos Operac+Gastos Gene rales+gastos Administrativos Mide la disponibilidad de efectivo con relación a las salidas de Te soraría	0,24	0,26	0,28

ANEXO B

EMPRESA ELECTRICA EL ORO-EMELORO S.A				
CALCULO DE LAS RAZONES FINANCIERAS				
INDICES DE RENTABILIDAD			DICIEMBRE	
		2000	2001	2002
1	MARGEN DE UTILIDAD BRUTA Utilidad Bruta/Ventas Netas	-0,64	-0,54	-0,23
2	MARGEN DE UTILIDAD NETA Utilidad Neta/Ventas Netas	-0,65	-0,94	-0,43
3	MARGEN OPERATIVO SOBRE VENTAS Utilidad Operativa/Ventas Netas	-0,64	-0,54	-0,23
4	RENTABILIDAD GLOBAL Utilidad Operativa/Activos Totales	-0,11	-0,15	-0,92
5	Rentabilidad Sobre el Patrimonio Utilidad Neta/Patrimonio Promedio	-0,54	-1,66	-21,79
6	Rentabilidad sobre el Activo Utilidad Neta/Activos Totales	-0,11	-0,26	-0,17
7	Dividendo por Acción Dividendo Declarado(pagado)/Acciones en circulación	0	0	0
8	UTILIDAD POR ACCION Utilidad Neta/Acciones en circulación	0	0	0

ANEXO C

EMPRESA ELECTRICA ELORO S.A.			
CALCULO DE LAS RAZONES FINANCIERAS			
INDICES DE EFICIENCIA			
	2,000	2,001	DICIEMBRE 2002
1.- ROTACION DEL ACTIVO TOTAL (Ventas Netas / Activo Total) Mide la eficiencia de la inversión de los Activos Totales para poder generar ventas	0,17	0,28	0,40
2.- ROTACION DE CUENTAS POR COBRAR Ventas a Crédito/ Cuentas por Cobrar promedio Número de veces que las cuentas por cobrar se convier ten en dinero en efectivo	2,61	3,67	4,11
3.- PLAZO MEDIO DE CUENTAS POR COBRAR (DIAS) 360/ Rotación de las cuentas por Cobrar	138	98	88
INDICES DE ENDEUDAMIENTO			
1.- SOLIDEZ Pasivo Total / Activo Total	0,80	0,84	0,99
2.- Pasivo a Largo Plazo a Capital Permanente (Pasivo L.P. / Pasivo L.P. + PATRIMONIO)	0,73	0,78	0,99
3.- PASIVO SOBRE PATRIMONIO (PASIVO TOTAL / PATRIMONIO)	3,95	5,35	127,78
4.- PASIVO A LARGO PLAZO SOBRE PATRIMONIO (Pasivo L.P. / Patrimonio)	2,73	3,58	77,40
5.- PASIVO A CORTO PLAZO SOBRE PATRIMONIO Pasivo a corto plazo/ Patrimonio	1,16	1,65	46,74
6.- INDICE DE COBERTURA DE INTERESES Utilidad en Operación+Depreciaciones+Amortizaciones/Total Intereses	-4,30	-7,48	-0,86
7.- INDICE DE COBERTURA TOTAL			

ANEXO D

VALORES FACTURADOS POR LAS GENERADORAS

GENERADORAS	AÑO 2000				%	%	%
	FACTURADO	CANCELADO	NOTA CREDITO	CXP	Cumplimiento	Pendiente	TOTAL
CENACE	14.012.999,31	2.375.120,60	1.878.714,98	9.759.163,73	30,36	69,64	100,00
HIDROPAUTE	192.706,43	25.000,00	-	167.706,43	12,97	87,03	100,00
HIDROAGOYAN-PUCARA	154.246,29	29.537,08	-	124.709,21	19,15	80,85	100,00
ELECTROGUAYAS	741.374,39	495.909,55	-	245.464,84	66,89	33,11	100,00
TERMOESMERALDAS	268.325,01	94.588,39	-	173.736,62	35,25	64,75	100,00
TERMOPICHINCHA	87.906,51	50.000,00	-	37.906,51	56,88	43,12	100,00
TOTALES	15.457.557,94	3.070.155,62	1.878.714,98	10.508.687,34			

VALORES FACTURADOS POR LAS GENERADORAS

GENERADORAS	AÑO 2001				%	%	%
	FACTURADO	CANCELADO	NOTA CREDITO	CXP	Cumplimiento	Pendiente	TOTAL
CENACE	14.320.955,40	1.369.136,49	15.754.518,21	-2.802.699,30	119,57	-19,57	100,00
HIDROPAUTE	1.878.251,92	1.575.283,26	-	302.968,66	83,87	16,13	100,00
HIDROAGOYAN-PUCARA	911.621,39	569.992,29	-	341.629,10	62,53	37,47	100,00
ELECTROGUAYAS	3.241.521,83	2.403.446,36	-	838.075,47	74,15	25,85	100,00
TERMOESMERALDAS	683.564,78	654.125,16	-	29.439,62	95,69	4,31	100,00
TERMOPICHINCHA	284.190,92	216.978,63	-	67.212,29	76,35	23,65	100,00
TOTALES	21.320.106,24	6.788.962,19	15.754.518,21	-1.223.374,16			

VALORES FACTURADOS POR LAS GENERADORAS

GENERADORAS	A OCTUBRE DE 2002				%	%	%
	FACTURADO	CANCELADO	NOTA CREDITO	CXP	Cumplimiento	Pendiente	TOTAL
CENACE	12.730.366,12	5.577.684,64	2.489.627,00	4.663.054,48	63,37	36,63	100,00
HIDROPAUTE	2.180.915,53	2.110.543,86		70.371,67	96,77	3,23	100,00
HIDROAGOYAN-PUCARA	631.370,36	719.264,45		-87.894,09	113,92	-13,92	100,00
ELECTROGUAYAS	3.115.700,55	2.825.396,46		290.304,09	90,68	9,32	100,00
TERMOESMERALDAS	1.560.575,71	1.043.974,22		516.601,49	66,90	33,10	100,00
TERMOPICHINCHA	482.749,39	497.746,96		-14.997,57	103,11	-3,11	100,00
TOTALES	20.701.677,66	12.774.610,59	2.489.627,00	5.437.440,07			

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL EL ORO S.A.

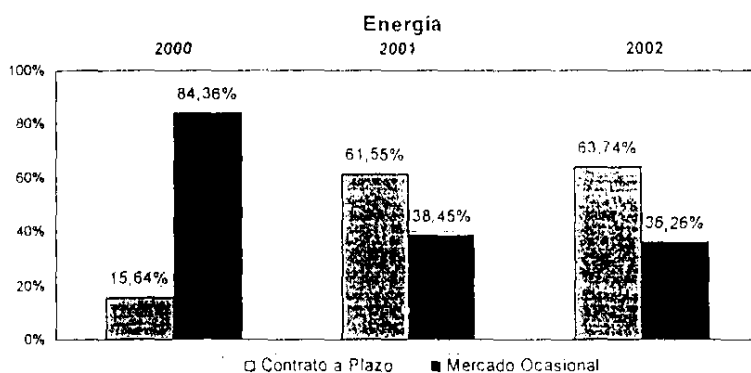
DIRECCION DE PLANIFICACION

Cuadro 1.1

Composición de la Compra de Energía

Concepto	Unidad	2000	%	2001	%	2002	%
Contrato a Plazo	KWh	59.904.422,35	15,64%	239.748.251,89	61,55%	263.785.317,34	63,74%
Mercado Ocasional	KWh	323.173.475,81	84,36%	149.793.000,35	38,45%	150.058.751,50	36,26%
Total Comprada	KWh	383.077.898,16	100,00%	389.541.252,24	100,00%	413.844.068,84	100,00%
Total Recibida *	KWh	380.338.818,26		377.454.984,36		412.170.148,31	
Demanda Máxima	KW	72.866,00		72.290,00		77.280,00	

* La energía total recibida es en la barra del Distribuidor (S/E Peña)



Concepto	Unidad	2000	2001	2002	Increment. %
Costos liquidados en el Mercado Ocasional	USD	13.824.280,86	13.284.296,67	13.723.412,71	3,31%
Por Energía	USD	7.469.908,57	9.203.336,85	7.622.254,33	-17,18%
Por Potencia	USD	3.564.967,92	2.422.065,97	2.574.770,70	6,30%
Por Transmisión	USD	1.497.562,73	1.166.697,33	2.608.282,30	123,56%
Otros	USD	1.291.841,54	492.196,52	918.105,38	86,53%
Costos liquidados en el Mercado de Contratos	USD	1.444.555,42	6.999.150,79	10.114.220,25	44,51%
Por Energía	USD	1.084.913,53	5.160.725,61	7.580.106,35	46,88%
Por Potencia	USD	359.641,88	1.838.425,18	2.534.113,90	37,84%
Contrato con Transelectric	USD	188.718,65	1.014.303,77		
TOTAL MEM	USD	15.457.554,73	21.297.751,23	23.837.632,96	11,93%
Costo Unitario promedio del Sistema	ctvs/kwh	4,04	5,47	5,76	5,35%
Por Energía Spot	ctvs/kwh	2,31	6,14	5,08	-17,33%
Por Energía Contratos	ctvs/kwh	1,81	2,15	2,67	33,50%
Por Energía Spot + Contratos	ctvs/kwh	2,23	3,69	3,67	-0,38%
Por Potencia	ctvs/kwh	1,02	1,09	1,23	12,87%
Por Transmisión	ctvs/kwh	0,44	0,56	0,63	12,57%
Por Otros cargos del Mem	ctvs/kwh	0,34	0,13	0,22	75,58%

BALANCE ENERGÉTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EL ORO
DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN

Cuadro 2.1

AÑO	MES	DEMANDA MÁXIMA KW	ENERGÍA REQUERIDA KWH	FACTOR DE CARGA	ENERGÍA FACTURADA KWH	PERDIDAS DE ENERGÍA KWH	PERDIDAS DE ENERGÍA (%)	PERDIDAS DE ENERGÍA ACUMULADA (%)	PERDIDAS DE ENERGÍA AÑO MOVIL (%)
2000	ENERO	67 165.00	31 664 648	0.634	23 232 736	8 431 912	26.63%	26.63%	24.62%
2000	FEBRERO	67 372.50	30 319 295	0.647	23 570 764	6 748 531	22.26%	24.49%	25.07%
2000	MARZO	70 790.00	33 546 672	0.637	23 873 478	9 673 194	28.84%	26.02%	25.50%
2000	ABRIL	72 230.00	33 691 613	0.648	24 985 735	8 705 878	25.84%	25.97%	25.73%
2000	MAYO	72 865.50	34 292 550	0.633	23 878 880	10 413 670	30.37%	26.89%	26.20%
2000	JUNIO	71 120.00	31 181 224	0.609	22 866 712	8 314 512	26.67%	26.86%	26.44%
2000	JULIO	68 360.00	30 990 735	0.609	21 888 690	9 102 045	29.37%	27.20%	26.59%
2000	AGOSTO	66 040.00	30 649 730	0.624	22 230 788	8 418 942	27.47%	27.23%	26.87%
2000	SEPTIEMBRE	66 240.00	29 927 121	0.627	22 602 321	7 324 800	24.48%	26.94%	27.07%
2000	OCTUBRE	68 080.00	30 911 062	0.610	22 083 521	8 827 541	28.56%	27.10%	27.17%
2000	NOVIEMBRE	70 540.00	30 381 160	0.598	23 135 723	7 245 437	23.85%	26.82%	26.93%
2000	DICIEMBRE	70 960.00	33 009 334	0.625	23 904 262	9 105 072	27.58%	26.88%	26.88%
2000		72 865.50	380 565 144	0.595	278 253 610	102 311 534	26.88%	26.88%	26.88%
2001	ENERO	70 792.50	33 230 658	0.631	24 707 673	8 522 985	25.65%	25.65%	26.80%
2001	FEBRERO	72 120.00	30 599 405	0.631	23 604 469	6 994 936	22.86%	24.31%	26.84%
2001	MARZO	70 655.00	33 579 400	0.639	24 499 054	9 080 346	27.04%	25.25%	26.69%
2001	ABRIL	71 810.00	32 951 455	0.637	25 134 208	7 817 247	23.72%	24.87%	26.50%
2001	MAYO	72 290.00	33 588 032	0.625	24 107 459	9 480 573	28.23%	25.55%	26.31%
2001	JUNIO	68 970.00	29 683 230	0.616	22 311 400	7 371 830	24.83%	25.44%	26.16%
2001	JULIO	66 320.00	30 559 757	0.619	22 037 956	8 521 901	27.89%	25.78%	26.04%
2001	AGOSTO	66 400.00	30 623 180	0.620	23 164 940	7 458 240	24.35%	25.61%	25.79%
2001	SEPTIEMBRE	68 555.00	29 872 409	0.605	22 319 033	7 553 376	25.29%	25.57%	25.85%
2001	OCTUBRE	66 960.00	30 194 555	0.606	21 967 326	8 227 229	27.25%	25.73%	26.74%
2001	NOVIEMBRE	67 880.00	30 031 593	0.614	23 279 717	6 751 876	22.48%	25.45%	25.64%
2001	DICIEMBRE	70 560.00	32 756 964	0.624	24 115 247	8 641 717	26.38%	25.53%	25.53%
2001		72 290.00	377 670 536	0.596	281 248 382	96 422 254	25.53%	25.53%	25.53%
2002	ENERO	72 640.00	35 729 089	0.661	26 114 518	9 614 571	26.91%	25.91%	25.85%
2002	FEBRERO	72 120.00	31 220 839	0.644	25 382 035	5 838 604	18.70%	23.08%	25.30%
2002	MARZO	73 840.00	34 817 110	0.634	25 128 743	9 688 367	27.83%	24.71%	25.18%
2002	ABRIL	73 320.00	34 882 509	0.661	26 185 348	8 697 161	24.93%	24.76%	25.48%
2002	MAYO	75 640.00	37 674 470	0.668	27 327 190	10 347 280	27.46%	25.35%	25.44%
2002	JUNIO	73 463.75	34 201 272	0.647	25 639 882	8 561 390	25.03%	25.30%	25.45%
2002	JULIO	72 125.00	33 326 723	0.621	24 479 186	8 847 537	26.55%	25.47%	25.35%
2002	AGOSTO	71 720.00	33 497 626	0.628	24 460 796	9 036 830	26.98%	25.65%	25.57%
2002	SEPTIEMBRE	74 000.00	32 587 659	0.612	24 643 571	7 944 088	24.38%	25.52%	25.49%
2002	OCTUBRE	73 440.00	33 823 812	0.619	24 793 326	9 040 486	26.73%	25.64%	25.46%
2002	NOVIEMBRE	76 040.00	33 851 253	0.618	25 029 697	8 821 556	26.06%	25.67%	25.73%
2002	DICIEMBRE	77 280.00	36 798 072	0.640	27 063 206	9 734 866	26.45%	25.74%	25.74%
2002		77 280.00	412 410 233.31	0.609	306 237 498	106 172 735.31	25.74%	25.74%	25.74%

BALANCE ECONÓMICO DE ENERGÍA COMPRADA, CONTRATOS + SPOT Y ENERGÍA FACTURADA POR EMELORO
DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN

ENERO - DICIEMBRE 2000

Cuadro 2.2

ENERGÍA - DICIEMBRE 2000												CARGO 2.2
MESES	ENERGÍA CONTRATOS Y SPOT		FACTURACIÓN EMELORO		REQUERIDA	ENERGÍA		PRECIO MEDIO EN C\$/KWh			SUPERAVIT / DEFICIT	
	COMPRADA	COSTO	ENERGÍA	COSTO		PERDIDAS		COMPRA	VENTA			
						KWh	DOLARES		KWh	%		SIN PERDIDAS
ENERO	31 646 556	1 400 608	23 232 736	700 184	31 664 848	8 431 912	26.63%	4.43	3.01	2.21	-700 445	
FEBRERO	30 302 588	1 203 261	23 570 764	707 391	30 319 295	8 748 531	22.26%	3.97	3.00	2.33	-495 870	
MARZO	33 524 684	713 868	23 873 478	719 852	33 546 672	9 671 194	28.84%	2.13	3.02	2.15	5 985	
ABRIL	33 670 738	707 397	24 985 735	748 854	33 691 513	9 705 878	25.84%	2.10	3.00	2.22	41 457	
MAYO	34 273 851	766 334	23 878 880	712 907	34 292 550	10 413 670	30.37%	2.24	2.99	2.08	-53 426	
JUNIO	31 182 850	693 407	22 866 712	1 066 474	31 181 224	8 314 512	26.67%	2.23	4.66	3.42	373 067	
JULIO	30 972 558	938 290	21 888 690	1 034 179	30 990 735	9 102 045	29.37%	3.03	4.72	3.34	95 889	
AGOSTO	30 629 430	1 697 271	22 230 788	1 094 662	30 649 730	8 418 942	27.47%	5.54	4.92	3.57	-602 509	
SEPTIEMBRE	29 905 690	1 695 482	22 602 321	1 155 292	29 927 121	7 324 800	24.48%	5.67	5.11	3.86	-540 189	
OCTUBRE	31 817 159	1 468 370	22 083 521	1 165 995	30 911 062	8 627 541	28.20%	4.62	5.28	3.77	-302 384	
NOVIEMBRE	31 723 540	2 148 789	23 335 723	1 263 771	30 381 160	7 215 431	23.85%	6.88	5.46	4.16	-885 018	
DICIEMBRE	33 948 256	2 024 482	23 904 262	1 378 052	33 609 334	9 109 872	27.56%	5.99	5.70	4.17	-646 430	
TOTALES	383 077 898	15 457 558	278 253 610	11 747 584	380 565 144	102 311 534	26.88%	4.04	4.22	3.09	-3 709 974	

ENERO - DICIEMBRE 2001

ENERO - DICIEMBRE 2007												
MESES	ENERGIA CONTRATOS Y SPOT		FACTURACIÓN EMELORO		REQUERIDA	ENERGÍA		PRECIO MEDIO EN C\$/KWH			SUPERAVIT / DEFICIT	
	COMPRADA	COSTO	ENERGÍA	COSTO		KWH	PERDIDAS		COMPRA	VENTA		
							KWH	%		SIN PERDIDAS		CON PERDIDAS
ENERO	34 096 148	1 963 418	24 707 673	1 457 380	33 230 658	4 572 985	25.65%	5.76	5.88	4.37	-510 039	
FEBRERO	31 404 476	1 923 190	23 604 469	1 444 076	30 599 405	9 994 936	22.88%	6.12	6.12	4.72	-479 114	
MARZO	34 694 751	1 902 958	24 499 054	1 543 431	33 579 400	2 080 348	27.04%	5.48	6.30	4.60	-359 527	
ABRIL	34 159 820	1 521 572	25 134 208	1 647 786	32 951 455	7 817 247	23.72%	4.45	6.56	5.00	-126 214	
MAYO	34 707 642	1 621 621	24 107 459	1 528 804	33 588 032	7 480 573	24.23%	4.67	6.76	4.65	7 183	
JUNIO	30 441 087	1 409 958	22 311 400	1 549 613	29 983 230	7 371 830	24.83%	4.63	6.95	5.22	-139 615	
JULIO	31 896 539	1 388 245	22 037 856	1 582 735	30 559 757	4 521 901	27.89%	4.35	7.18	5.18	-194 490	
AGOSTO	31 790 278	1 390 250	23 164 940	1 723 219	30 623 180	7 458 240	24.35%	4.37	7.44	5.63	-332 969	
SEPTIEMBRE	30 895 640	1 761 946	22 319 033	1 725 053	29 872 409	7 553 176	25.29%	5.70	7.73	5.77	-36 893	
OCTUBRE	31 149 858	2 171 575	21 967 326	1 757 436	30 194 555	4 227 219	27.25%	6.97	8.00	5.82	-414 138	
NOVIEMBRE	30 708 164	2 289 375	23 279 717	1 956 993	30 031 593	5 751 876	22.48%	7.46	8.41	6.52	-332 382	
DICIEMBRE	33 596 648	1 953 603	24 115 247	2 061 502	32 756 964	6 641 717	26.38%	5.81	8.55	6.29	-107 900	
TOTALES	389 541 252	21 297 751	281 248 382	20 074 028	377 670 636	76 422 754	25.53%	5.47	7.14	5.32	-1 223 723	

ENERO - DICIEMBRE 2002

ENERO - DICIEMBRE 1992												
MESES	ENERGIA CONTRATOS Y SPOT		FACTURACIÓN EMELORO		REQUERIDA	ENERGIA		PRECIO MEDIO EN C\$/KWh			SUPERAVIT / DEFICIT	
	COMPRADA	COSTO	ENERGIA	COSTO		KWh	PERDIDAS		COMPRA	VENTA		
							KWh	%		SIN PERDIDAS		CON PERDIDAS
ENERO	35 710 110	2 146 168	29 114 518	2 339 680	35 729 089	9 614 571	26.91%	9.01	8.99	6.55	192 512	
FEBRERO	31 200 290	1 913 349	25 382 035	2 266 563	31 220 639	9 038 604	28.70%	6.13	8.93	7.26	353 214	
MARZO	34 822 260	2 207 914	25 128 743	2 388 218	34 817 110	9 688 387	27.83%	6.34	9.50	5.85	180 304	
ABRIL	35 158 410	1 954 207	26 185 348	2 573 942	34 882 509	5 997 161	24.93%	5.56	9.83	7.38	619 735	
MAYO	37 804 616	1 723 540	27 327 190	2 677 474	37 674 470	10 347 280	27.46%	4.56	9.80	7.11	953 934	
JUNIO	34 219 618	1 934 673	25 639 882	2 493 685	34 201 272	4 561 390	25.03%	5.65	9.73	7.29	559 012	
JULIO	33 334 613	1 382 052	24 479 166	2 399 040	33 326 723	5 647 537	26.55%	4.15	9.80	7.20	1 016 988	
AGOSTO	33 667 021	1 609 987	24 460 796	2 393 999	33 497 626	7 036 810	26.94%	4.78	9.79	7.15	784 012	
SEPTIEMBRE	32 713 473	2 588 657	24 643 571	2 406 733	32 587 659	7 344 088	24.38%	7.91	9.77	7.39	181 924	
OCTUBRE	34 072 915	2 391 648	24 783 326	2 422 454	33 823 812	9 040 486	26.73%	7.02	9.77	7.16	30 806	
NOVIEMBRE	34 014 281	1 803 527	25 029 697	2 443 646	33 851 253	4 821 558	28.06%	5.30	9.76	7.22	640 119	
DICIEMBRE	37 128 063	2 181 912	27 063 206	2 512 005	36 798 072	7 274 868	25.45%	6.88	9.65	7.10	430 094	
TOTALES	413 844 069	23 837 633	306 237 498	29 416 439	412 410 233	70 672 733	25.74%	5.76	9.61	7.13	5 578 806	

Cuadro 3.1

Indices de Calidad del Servicio Técnico

Datos Generales	Total Alimentadores	44
	kVA instalados en transformadores	196.905

Mes	FMIK(# de veces)			TTIK (horas)			ENS	
	Red global	Alimentador promedio	Máximo	Red global	Alimentador promedio	Máximo	costo 1.925 US\$/kWh	
							(KWh)	(US\$)
Ene-02	3,48	3,78	9	1,85	1,80	6,5	56 203,0	108 190,82
Feb-02	3,14	3,17	13	2,03	2,79	24,16	65 733,0	126 536,09
Mar-02	3,33	4,10	17	2,63	3,79	29,28	82 896,1	159 575,02
Abr-02	4,12	4,71	12	1,53	2,28	13,92	49 818,0	95 899,74
May-02	2,50	2,93	11	1,24	1,45	7,27	38 280,7	73 690,39
Jun-02	1,25	2,50	11	0,57	1,30	5,4	14 522,1	27 954,96
Jul-02	3,01	4,56	15	2,55	2,58	12,18	79 703,4	153 429,00
Ago-02	1,77	2,77	8	0,63	1,72	15,03	18 031,2	34 710,04
Sep-02	1,47	1,68	7	0,66	1,71	9,67	18 059,3	34 764,23
Oct-02	1,96	2,17	7	1,52	2,88	63,91	45 833,1	88 228,66
Nov-02	0,91	1,02	6	0,65	0,54	4,33	14 993,7	28 862,81
Dic-02	1,20	1,16	4	1,10	0,99	8,65	29 006,7	55 837,94
Anual	28,13			16,95			513 080,36	987 679,69

	Límites	
	FMIK	TTIK
Red global anual	4	8
Red global mensual	0,33	0,66
Alimentador	0,42	0,83

- Nota:
- * Se considera solamente las interrupciones ocurridas en subestaciones
 - * FMIK: Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado
 - * TTIK: Tiempo total e interrupción por kVA nominal instalado
 - * ENS: Energía no suministrada
 - * En nov/2002 se incremental los alimentadores Balsas, Piedras y Torata

Indices de Calidad del Servicio Comercial

Datos Generales: 17 agencias y una matriz

Mes	Conexiones nuevo servicio (días)	Resolución Reclamos Comerciales (días)	Reposición suministro después de una interrupción individual (horas)	calidad de facturación (%)
Jun-02	2,50	1,30	38,20	0,50
Jul-02	4,56	2,58	30,30	0,53
Ago-02	2,77	1,72	32,50	0,50
Sep-02	1,68	1,71	27,20	0,42
Oct-02	2,93	2,02	29,96	0,45
Nov-02	3,24	1,65	30,66	0,56
Dic-02	10,97	32,13	33,60	0,48
Límites:	8,00	4,00	9	2%

Nota: los indicadores mostrados son el promedio de todas las agencias y la matriz

Cuadro 4.1

INDICADORES DE GESTION GERENCIAL

DESCRIPCION	UNIDAD	2000	2001	2002
AREA DE CONCESION	Km²	8.745,00	8.745,00	8.745,00
DENSIDAD POBLACIONAL	Hab/Km²	75,30	91,15	106,91
NUMERO TOTAL DE EMPLEADOS AL 31-DIC-2002 *	U	420	472	512
NUMERO MEDIO ANUAL DE EMPLEADOS *	U	497	441	482
ESTABILIDAD MEDIA DEL PERSONAL *	%	88,15	92,00	89,63
AREA POR EMPLEADO	Km²	13,57	15,19	13,99
ENERGIA COMPRADA AL MEM EN MWH	MWH	383.217,44	389.722,90	414.073,39
ENERGIA COMPRADA AL MEM EN DOLARES	USD \$	15.268.839,31	20.283.447,45	25.021.105,00
ENERGIA FACTURADA A CLIENTES EN MWH **	MWH	276.912,85	280.962,28	306.237,50
ENERGIA FACTURADA A CLIENTES EN DOLARES **	USD \$	11.001.711,00	19.386.556,56	29.416.439,06
RECAUDACION EN DOLARES **	USD \$	10.708.207,18	18.644.232,76	27.969.154,85
PORCENTAJE DE RECAUDACION **	%	97,31%	96,17%	95,08%
CARTERA VENCIDA EN DOLARES **	USD \$	295.503,64	785.953,00	1.237.497,00
PORCENTAJE DE CARTERA VENCIDA **	%	5,48%	4,02%	4,21%
ENERGIA MEDIA ANUAL FACTURADA POR EMPLEADO	MWH/EMP	557,17	632,80	598,12
NUMERO DE CLIENTES **	U	129.379	133.983	140.335
NUMERO DE CLIENTES POR EMPLEADO	CL/EMP.	260,32	301,78	274,09
ENERGIA VENDIDA AL MEM EN MWH (GENERACION PROPIA) ***	MWH	3.347,63	5.128,52	4.011,47
ENERGIA VENDIDA AL MEM EN DOLARES	USD \$	601.351,11	859.884,12	547.876,77
CONSUMO PROMEDIO ANUAL POR CLIENTE	KWH/CL.	2.184,00	2.139,80	2.182,19
CONSUMO PROMEDIO MENSUAL POR CLIENTE	KWH/CL.	182,00	178,32	181,85
EXTENSION DE REDES DE MEDIA TENSION EN EL SISTEMA ***	Km.	2.306,59	2.562,87	2.700,85
EXTENSION DE REDES DE MEDIA TENSION POR EMPLEADO	Km.	4,64	5,77	5,28
EXTENSION DE REDES DE BAJA EN EL SISTEMA ***	Km.	3.283,64	3.848,49	3.841,75
EXTENSION DE REDES DE BAJA POR EMPLEADO	Km.	6,61	8,22	7,50
PERDIDAS TOTALES DE ENERGIA	%	26,88	25,53	25,74
PERDIDAS NO TECNICAS DE ENERGIA	%	15,78	14,54	14,99

* DATOS PROPORCIONADOS POR LA DIRECCION DE RELACIONES INDUSTRIALES

** DATOS PROPORCIONADOS POR LA DIRECCION COMERCIAL

*** INCLUYE POTENCIA A REMUNERAR E INFLEXIONES Y GENERACION OBLIGADA. DATOS PROPORCIONADOS POR LA DIRECCION TECNICA