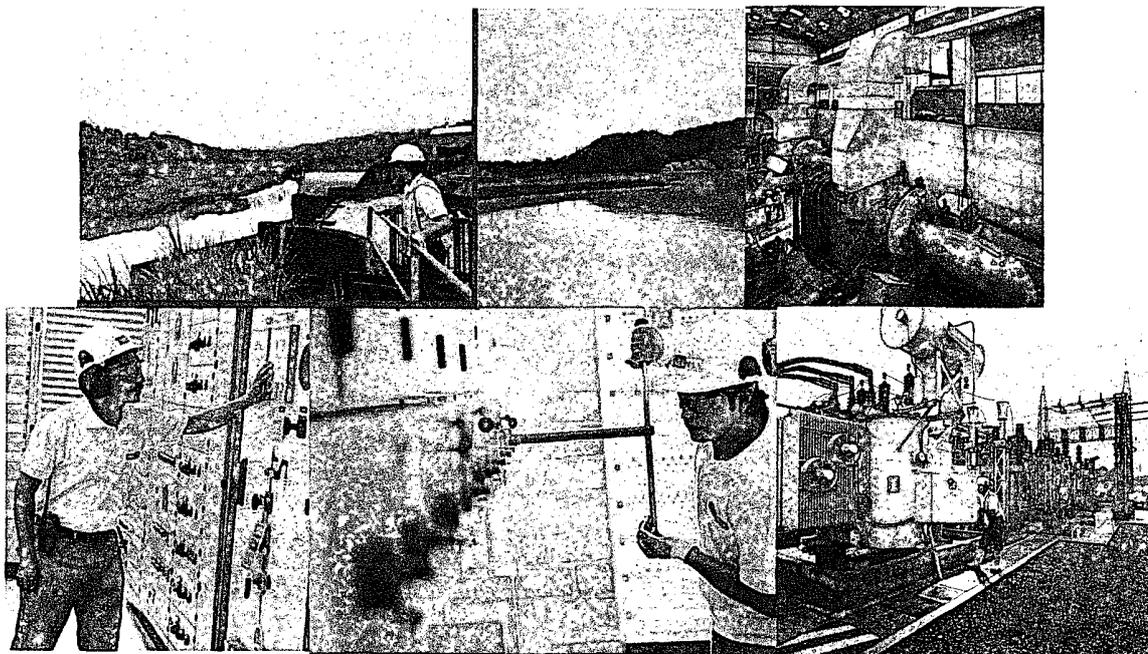


 SUPERINTENDENCIA
DE COMPAÑÍAS
- 5 JUN. 2012
OPERADOR 4
QUITO

INFORME DE PRESIDENCIA EJECUTIVA Y PRESIDENCIA

ENERMAX



PERIODO 2011

INFORME DE ACTIVIDADES POR EL PERIODO 2011

A la Junta General de Accionistas y Directorio de Enermax S.A.

De acuerdo a las disposiciones legales de la Superintendencia de Compañías me permito presentar a continuación el informe de la compañía Enermax S.A. por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.

Entorno del País

El 2011 ha estado marcado por importantes factores políticos a nivel nacional.

Sin duda la creciente confrontación entre la prensa y el gobierno ha marcado la agenda política, llegando a su punto más alto con los fallos contra el universo donde se pudo ver claramente una fuerte injerencia del poder ejecutivo sobre el judicial.

Preocupó que se diera la novena reforma tributaria que genere un rechazo generalizado del sector productivo, pues además de que sigue representando una alta inseguridad jurídica por su frecuencia, incluyó un aumento desproporcionado del ISD a 5%.

Otro factor de preocupación y amplio debate fue la ley de control de poder de mercado, que fuera aprobada por la asamblea. Esta ley originalmente incluía muchos vacíos e incoherencias, lo que nos obligó a los empresarios a hacer una intensa interacción con el gobierno para tratar de corregirla al menos en algunos puntos, lo cual se logró de manera incipiente, pues como es conocido el gobierno no tiene mucha apertura a la socialización de las leyes y a introducir sugerencias y cambios.

El precio del crudo volvió a incrementarse durante la segunda parte del 2011, principalmente debido a la crisis de medio oriente por la política nuclear de Irán y las declaraciones antisemitas de su líder. Esto sin duda repercute en mayores ingresos del estado, y que se logre cubrir el gran déficit fiscal que se preveía para el 2011.

La consolidación como líder político único del presidente se mantiene entrando el 2012 a un año de campaña electoral, no se vislumbra ningún personaje político que tenga las características de liderazgo y carisma para poder competir con el presidente.

Según el Banco Central del Ecuador, los índices macroeconómicos del país no fueron alentadores con un crecimiento modesto de la economía del 6.5% sobre el PIB y una inflación del 5.41%.

Principales actividades de la empresa durante el año 2011

El período 2011 fue el quinto año completo de generación del proyecto hidroeléctrico Calope. En este periodo se generó un total de 87 782 094.50 MWh, registrándose una disminución de 569 569.31 MWh respecto al 2010, lo cual representa un 0.65%. Esta disminución se debió a la diferencia de caudales registrados en diciembre de 2010 vs 2011. En el Anexo 1 se muestra la evolución de caudales hasta el 2011.

Se comercializo los excedentes de generación que se producen en la época invernal, a través de los contratos de venta de energía firmados en 2009 con todas las empresas de distribución por un periodo de 5 años a un precio total de ctvsUSD\$5.3 cts/kWh, los pagos de estas generadoras se han realizado oportunamente debido a la alta prelación que mantiene la generación privada en los fideicomisos respectivos.

Debido a los importantes déficits provocados por los bajos niveles de caudal durante los meses de estiaje (julio a diciembre), y el alto costo de la energía en el MEM debido a la gran generación térmica ineficiente que tiene actualmente el país, se decidió que en dichos 6 meses, los puntos de consumo propio conectados a la EEQSA sean abastecidos como usuario regulado directamente por esta distribuidora. Para esto se solicitó oportunamente al Conelec el permiso respectivo para que en los meses de estiaje estos puntos salgan del autoconsumo de Enermax. Este aspecto nos ha permitido obtener tarifas de compra estable y adecuada sin que este hecho implique un impacto significativo de sobre costo, y sin duda nos beneficiamos de una tarifa mas baja de los costos que hubiésemos debido pagar al MEM.

En el 2011 se continuo con el programa de apoyo comunitario manteniendo excelentes relaciones con las comunidades de la zona. Se mantuvo la acertada política de contratar, preferentemente, mano de obra y servicios locales que dinamizan la economía del área en la que se encuentra la central Calope.

En el año 2011 se cancelaron las cuotas 7/10 y 8/10 de capital mas sus respectivos intereses a la CAF totalizando SUS\$ 3 289 985.42

Al igual que los años anteriores, en el mes de septiembre tuvimos la verificación y certificación por parte de AENOR de España de las reducciones de emisiones "CERs" generadas por el proyecto. Esta auditoría validó que se redujeron 65 733 toneladas de CO₂ en el periodo Septiembre 10 - Agosto 11, contribuyendo así en el cuidado de nuestro planeta. Estas reducciones están en proceso de ser acreditadas en nuestra cuenta de Naciones Unidas para luego ser transferidas a nuestros compradores con quienes tenemos firmados contratos de venta de reducciones hasta 2012 incluido.

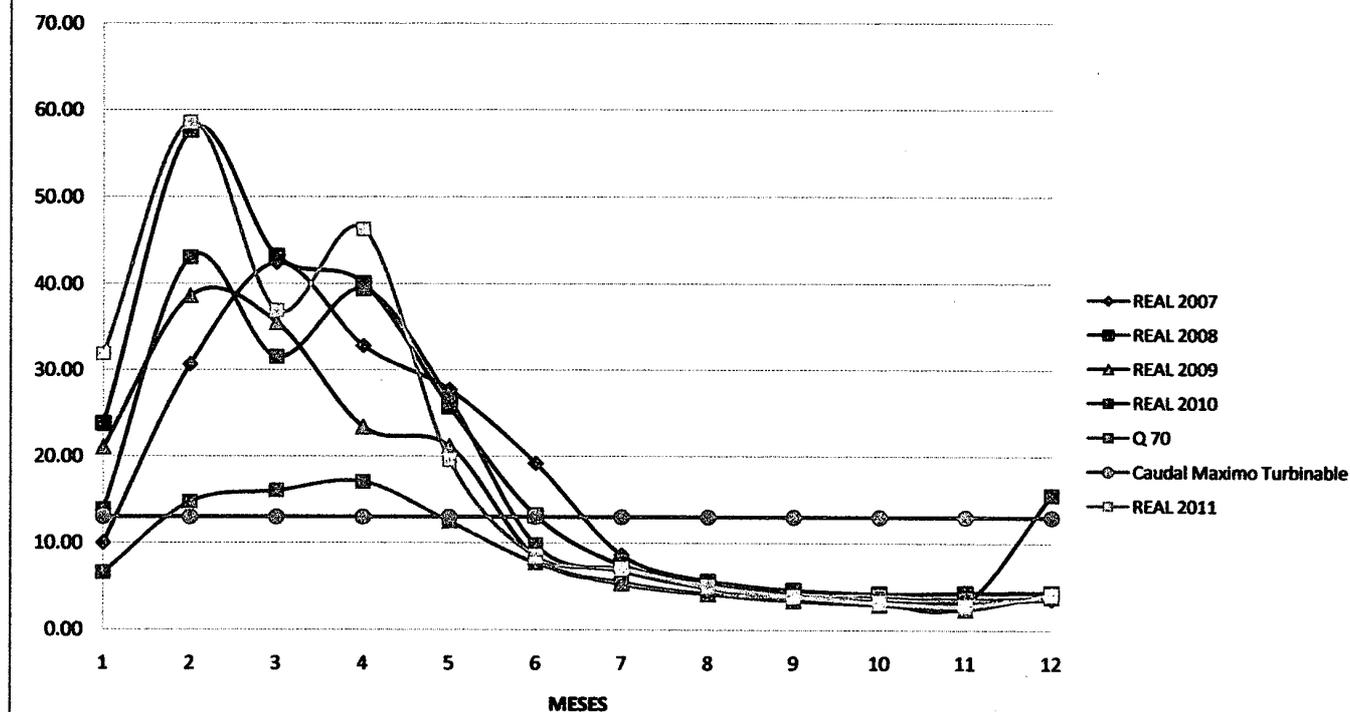
Desde junio de 2010, que se llevó a cabo la interconexión del sistema de ELEPCO con la Subestación Calope, se han tenido resultados excelentes, no solo con la recuperación del 33.6% de la inversión realizada en la línea de transmisión, sino con radicales mejoras en la calidad del servicio para los habitantes de La Mana y Pangua quienes miran con buenos ojos como la energía generada en el rio Calope, solucionó un antiguo problema de abastecimiento y calidad de energía de la zona.

ANEXO 1

Variación Estacional de Caudales en el Sitio de Toma

P (%)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
95	3.93	8.54	12.18	10.96	9.04	5.64	4.50	3.26	3.05	2.94	2.72	2.64
90	4.75	9.65	13.55	12.93	9.67	6.11	4.65	3.67	3.38	3.25	3.25	3.15
85	5.38	11.21	14.38	14.45	10.46	6.58	4.83	3.86	3.56	3.57	3.28	3.24
80	5.80	12.36	14.88	15.56	11.13	7.02	5.06	3.97	3.77	3.68	3.37	3.34
75	6.25	13.90	15.56	16.36	11.79	7.39	5.24	3.99	3.81	3.81	3.48	3.48
70	6.61	14.75	16.05	17.06	12.47	7.71	5.28	4.18	3.88	3.98	3.58	3.79
65	7.11	15.56	16.89	17.75	13.15	7.88	5.53	4.29	3.98	4.05	3.77	4.01
60	7.61	16.13	17.45	18.45	13.84	8.38	5.81	4.40	4.00	4.18	3.99	4.29
55	8.17	16.74	18.20	18.98	14.59	8.71	5.98	4.52	4.12	4.31	4.30	4.48
50	8.62	17.39	18.85	19.70	15.46	9.07	6.11	4.63	4.29	4.41	4.44	4.66
45	9.09	18.28	19.45	20.23	16.20	9.37	6.30	4.75	4.41	4.63	4.59	4.92
40	9.65	19.19	20.18	20.98	16.87	9.63	6.53	4.89	4.55	4.87	4.73	5.22
35	10.24	20.45	20.97	21.85	17.45	10.00	6.67	5.10	4.61	5.06	4.91	5.56
30	11.29	22.12	22.04	22.80	18.03	10.49	6.84	5.22	4.76	5.27	5.21	5.89
25	12.46	24.06	23.09	23.77	18.62	11.01	7.15	5.40	5.01	5.47	5.59	6.21
20	13.58	25.91	24.70	25.19	19.57	11.58	7.48	5.54	5.32	5.89	5.96	6.56
15	15.11	28.46	26.64	26.66	20.39	12.38	7.87	5.83	5.63	6.27	6.34	6.97
10	18.99	31.25	29.56	28.98	22.00	13.74	8.33	6.12	6.38	6.55	6.95	7.61
5	24.01	34.56	36.23	32.27	25.24	15.58	8.93	6.88	6.81	7.15	8.52	9.11
REAL 2007	10.00	30.65	42.47	32.81	27.68	19.21	8.64	5.62	4.08	3.33	3.18	3.61
REAL 2008	23.79	57.63	43.21	40.05	25.72	13.16	7.48	5.62	4.61	4.21	4.32	4.36
REAL 2009	21.04	38.64	35.50	23.41	21.18	8.34	5.51	4.17	3.40	2.96	2.41	4.35
REAL 2010	13.85	43.08	31.55	39.38	26.55	9.81	6.76	4.83	3.63	3.15	3.15	15.55
REAL 2011	31.89	58.57	36.93	46.28	19.54	8.50	7.07	5.02	3.89	3.20	2.79	4.13
Caudal Maximo Turbinable	13.00											

Caudales Promedio Rio Calope (m3/s)



Dentro de la planificación normal de las actividades de mantenimiento se realizó la apertira total e inspección detallada de las turbinas, todo esto con la asistencia de un técnico Francés, quien estuvo presente durante el montaje; determinándose que tanto el rodete como las turbinas en general se encuendan en muy buen estado y con un desgaste menor al esperado tras 4 años de operación.

También se inspecciono la tubería de Presión de h central que tiene una longitud de 2.8 km con 2 m de diámetro, y se encontraron unas incrustaciones que han ido aumentando año a año, las mismas que aumentan el coeficiente de fricción reduciendo la presión y por ende la generación. Al momento estimamos que la eficiencia en generación esta afectada en 5 °o en los meses de invierno por este fenómeno, lo que representaría al año aproximadamente 95.000 usd en perdida de eficiencia. Por esto y para mayor protección de la tubería se ha considerado pintarla interiormente en el mes de Octubre 2012 (el más bajo de generación y luego de haber completado los pagos a CAF), lo que tendría un costo aproximado de 320 000 USD además de la salida de operación de la central por un mes que nos representaría una perdida de generación de 200.000 usd Totalizando aproximadamente 520.000 USD de impacto.

Hasta la fecha no se han logrado los fallos en los dos Juicio, establecidos en el tribunal fiscal reclamando al SRI la devolución de US\$ 1215,762.18 por concepto de IVA pagado en la construcción del proyecto. Ademas se sigue otro juicio en el tribunal fiscal para que se deje sin efecto una nueva resolución del SRI en la que se nos pide que se devuelva el valor de US\$566,1 57. 70 (sin considerar intereses) que nos fueron devueltos legalmente en el 2006. Para impulsar una sentencia favorable de estos juicios se contrato al Dr. Agustín Salazar especialista en litigios tributarios con quien tuvimos una muy buena experiencia en el caso del impuesto a la renta.

Mediante resolución emitida el 28 de noviembre de 2011, se culminó con el archivo del juicio de impugnación a la resolución del Servicio de Rentas Internas quien, de manera errónea, determinó que ENERMAX S.A. debería pagar el valor de US \$ 182,801.31 por concepto de anticipo de impuesto a la renta del año 2010 aduciendo que la ley para la Equidad Tributaria de diciembre de 2007 derogó la Ley 2005-20 que creó la exención.

Presentación y explicación de los estados financieros de la empresa.

Adjuntamos estados financieros Auditados con sus respectivas notas para su revisión.

El activo corriente se ubica en \$ 4'598,838.47 dentro de los cuales se destaca el rubro de cuentas por cobrar clientes con un valor de \$ 2'647,588.60 . También es importante menciona el rubro pagos anticipados por \$ 1'285,824.36 que corresponde en \$ 1'215,762.18 al IVA que se está reclamado SRI y el restante a otros pagos como seguros y retenciones

Los activos fijos se ubican en \$ 26'610,851.72 de los cuales \$ 24'886,962.67 corresponde a la Central Hidroeléctrica, y el restante a otros activos. A diciembre de 2011 se tiene una depreciación acumulada \$ 3'514.629.03 con lo cual se tiene un activo fijo neto de \$ 23'096.222.69, en este año se inició la construcción del campamento en la Central Hidroeléctrica,, con la finalidad de brindar mejores condiciones de trabajo para nuestros empleados, el valor a la fecha es de \$ 66.421.60.

Es importante manifestar que el valor de cargos diferidos correspondiente al costo de la restructuración del crédito con CAF, de acuerdo a la aplicación de las NIFFS, no mantenemos saldo a la fecha del cierre de balance, valor que anteriormente bajo principios NEC lo veníamos amortizando al plazo del crédito.

El pasivo corriente asciende a \$ 6'638.083.67 de los cuales \$ 3'000.000.00 corresponde a la porción corriente del préstamo con CAF, \$ 1'736.914.64 a compras de déficit en el MEM, \$ 333,368.06 a proveedores de productos y servicios, \$ 495.407.72a participación de trabajadores, \$ 476.709.37 de anticipo a clientes y la diferencia a otras cuentas por pagar.

El pasivo a largo plazo asciende a \$ 4'161,912.83 corresponde principalmente a la cuenta por pagas Accionistas por \$ 4'103,674.00, valor que constituye la reclasificación del Patrimonio de la cuenta Aportes Futura Capitalización que manteníamos en el balance, decisión que una vez analizada y de acuerdo a que en el futuro los flujos propios de la empresa cubrirán sus obligaciones, se devolverá a los accionistas a partir del año 2013 una vez cancelada la última cuota del préstamo que mantenemos con CAF. La diferencia del pasivo a largo plazo constituyen las provisiones de Jubilación patronal y desahucio \$ 14,748.41.

El patrimonio a 31 de diciembre de 2011 asciende a \$ 16'895.064.66, es importante manifestar que en este año se realizó la reclasificación de los Aportes Futura Capitalización al pasivo de la compañía por \$ 4'100,000.00, adicionalmente de acuerdo a la aplicación de las NIFFS, el efecto que tenemos en las cuentas patrimoniales fue de (-145,122.00)

Este efecto principalmente de NIFFS corresponde al cálculo de la tasa de interés efectiva del préstamo que mantenemos con CAF, así como su instrumento financiero derivado el SWAP

En el anexo 2 para una mayor facilidad explicativa presentamos un estado de resultados más abierto en su agrupación de cuentas con un detalle de variaciones en valores y porcentajes respecto al 2010, que nos permitirán mejor análisis que el estado de resultados presentado en el informe de auditoría externa que adjuntamos.

En lo referente al estado de resultados del año 2011, los ingresos operacionales fueron de \$ 8'977.257.74, de los cuales \$ 4'174.901.13 corresponde a energía entregada al grupo, \$ 1'980.325.79 por venta de energía con contratos regulados a empresas eléctricas de distribución, \$ 2'034.938.69 por reposición de gastos por transmisión y peajes, y \$ 784.364.16 correspondiente a provisión de CERs. y \$ 2.727.97 a venta de energía al MEM.

El costo de generación asciende a \$ 4'754.195.20, del cual \$ 1'345.701.52 es Peaje de Distribución, \$ 1'365.449.59 por compra de energía de los cuales se pago a EEQ \$ 1'188.961.68 y al MEM \$ 176.487.89; \$ 328,741.18 corresponde a tarifa de transmisión y \$ 958,868.25 a otros costos y gastos de operación y \$ 755,434.66 a depreciación de activos de la compañía.

Los gastos administrativos han alcanzado un valor de \$532,529.37, representando un incremento del 11.95 % respecto del año anterior.

Adicionalmente, \$266,912.51 es asignado a gastos financieros, de los cuales \$ 231,827.76 corresponde a intereses por crédito a CAF y SWAP que mantenemos con Citibank, y \$35,084.75 a otros gastos financieros.

ENERMAX S.A.

Estados de Resultados Comparativos 2010-2011
Al 31 de Diciembre
(Expresado en dólares americanos)

ANEXO 2

	ACUMULADO 2011	ACUMULADO 2010	DIFERENCIAS USD	% Variacion
KILOVATIOS GENERADOS (kWh)	87 782 094.50	88 351 663.81	- 569 569.31	-0.64%
KILOVATIOS CONSUMO GRUPO (kWh)	73 706 590.64	70 856 101.72	2 850 488.92	4.02%
KILOVATIOS DEFICITARIOS (kWh)	18 621 743.24	16 825 769.42	1 795 973.82	10.67%
PRECIO DE COMPRA (ctvs/kWh)	7.47	6.69	0.78	11.66%
INGRESOS				
US \$				
Energía del Grupo	4 174 901.13	4 013 542.12	161 359.01	4.02%
Energía Mercado Ocasional	2 727.97	(19 476.45)	22 204.42	-114.01%
Energía por Contratos	1 980 325.79	1 942 612.45	37 713.34	1.94%
Reposición por Trasmisión	324 440.99	254 764.27	69 676.72	27.35%
Reposición por Peaje	1 710 497.70	1 711 070.61	- 572.91	-0.03%
Provisión Ventas de Cer's (Bonos de Carbono)	784 364.16	805 638.03	- 21 273.87	-2.64%
Total Ingresos	8 977 267.74	8 708 161.03	269 106.71	3.09%
GASTOS OPERATIVOS				
Gastos de Operación y Mantenimiento				
US \$				
Depreciación	<u>755 434.86</u>	<u>727 989.80</u>	<u>27 435.16</u>	<u>3.77%</u>
Otros Gastos de Operación y Mantenimiento				
Sueldos y Beneficios Sociales	275 460.05	253 289.54	22 170.51	8.75%
Mantenimiento	217 776.67	269 577.70	- 51 801.03	-19.22%
Internet y Telecomunicaciones	11 922.76	13 207.69	- 1 284.93	-9.73%
Seguridad	117 214.25	115 092.36	2 121.89	1.84%
Seguros	141 644.13	122 419.38	19 224.75	15.70%
Otros Gastos	194 850.39	185 464.99	9 385.40	5.06%
	<u>958 868.25</u>	<u>959 061.66</u>	<u>-183.41</u>	<u>-0.02%</u>
Gastos de energía				
Cargos en el Mercado Ocasional	1 365 449.59	1 115 628.13	249 821.46	22.39%
Reposición por Trasmisión	328 741.18	251 143.94	77 597.24	30.90%
Reposición por Peaje	1 345 701.52	1 411 012.15	- 65 310.63	-4.63%
	<u>3 039 892.29</u>	<u>2 777 784.22</u>	<u>262 108.07</u>	<u>9.44%</u>
Total Gastos de Operación	US \$ 4 764 195.20	4 464 835.38	299 359.82	6.48%
Utilidad Bruta de Generación	US \$ 4 223 062.64	4 243 316.65	(20 253.11)	-0.48%
Gastos Administrativos				
Honorarios Profesionales	152 319.96	160 478.04	- 8 158.08	-5.08%
Sueldos y Beneficios Sociales	164 892.89	142 457.48	22 435.41	15.75%
Internet y Telecomunicaciones	5 234.14	1 701.64	3 532.50	207.59%
Otros Gastos de Administración "Abogados "	210 082.28	171 037.44	39 044.84	22.83%
Total Gastos Administrativos	US \$ 532 529.27	475 674.80	56 854.67	11.95%
Utilidad Operacional de Generación	US \$ 3 690 533.27	3 767 641.05	(77 107.78)	-2.05%
Gastos Financieros				
Intereses CAF y SWAP CITI	231 827.76	414 937.10	- 183 109.34	-44.13%
Amortización CAF	0.00	63 000.00	- 63 000.00	-100.00%
Intereses Flexiplast	7 245.83	3 570.83	3 675.00	102.92%
Intereses Supermaxi	24 164.92	16 840.98	7 323.94	43.49%
Intereses Accionistas	3 674.00	0.00	3 674.00	0.00%
Total Gastos Financieros	US \$ 266 912.51	498 348.91	(231 436.40)	-46.44%
Ingresos y egresos no operacionales				
Otros Ingresos	74 181.82	45 770.84	28 410.98	62.07%
Otros Egresos "Dif camb 86k, Transelectric 57K"	195 084.47	148 434.50	46 649.97	31.43%
Total Ingresos y egresos no operacionales	US \$ (120 902.65)	102 883.66	18 238.99	-217.77%
Utilidad antes de impuestos	US \$ 3 302 718.11	3 166 628.48	136 089.63	4.30%
15 % participacion trabajadores	495 407.72	474 994.27	20 413.44	4.30%
Utilidad despues de participacion de trabajadores	2 807 310.39	2 691 634.21	115 676.19	4.30%
EBITDA	4 326 066.28	4 392 976.89	(67 911.61)	-1.55%

La utilidad neta del ejercicio fue de \$2'807,310.39. Se ha experimentado un incremento del 4.3 % respecto al año anterior

Principales metas y actividades previstas para la empresa en el año 2012

Sin duda el principal objetivo durante el 2012 es mantener un adecuado nivel de generación practicando los mantenimientos correspondientes en los tiempos previstos.

Al igual que en el 2011 se prevé que en los meses de estiaje Julio - Diciembre 2012 los puntos conectados a la EEQ pasen a ser clientes regulados de esta distribuidora.

En octubre se tiene planeado realizar la pintura interna de la tubería de presión, y sin duda un reto importante es lograrlo en el menor tiempo posible.

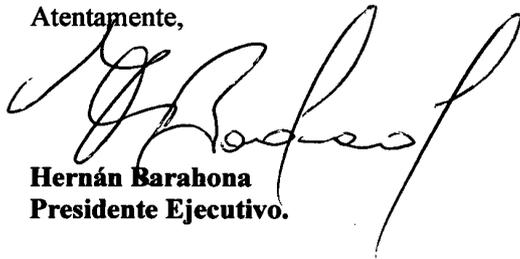
En el Anexo 3 se presenta una proyección de resultados para el 2012 incluido 1 mes ya ejecutado.

En el anexo 4 se presenta el flujo de caja para el año 2012 en el cual se puede observar que existe un flujo positivo para ENERMAX a finales de ese año luego de culminar con la cancelacion total del credito con CAF.

Esperamos que no existan eventos no previstos que se interpongan en la consecución de estos objetivos.

Esperamos con este informe haber podido brindar una clara explicación de la actividad de la empresa en el periodo 2011.

Atentamente,



Hernán Barahona
Presidente Ejecutivo.



ANEXO 3

ENERMAX S.A.

Estados de Resultados Proyectado 2012

	PROYECTADO 2012 Q 70		RESULTADOS REALES ENERO 2012	
KILOVATIOS GENERADOS (kWh)	81 466 883.24		11 215 930.08	
KILOVATIOS CONSUMO GRUPO (kWh)	54 814 004.52		6 524 686.88	
KILOVATIOS CONSUMO EEQSA (kWh)	21 215 284.19		0.00	
KILOVATIOS DEFICITARIOS (kWh)	6 278 607.77		104 547.07	
PRECIO DE COMPRA (ctva/kWh)	10.50		4.59	
INGRESOS	US \$			
Energía del Grupo	3 369 307.84		369 679.06	
Reposición Energía para EEQ	1 205 027.01		0.00	
Energía Mercado Ocasional	2 520.00		265.00	
Energía por Contratos	1 755 968.78		254 176.89	
Reposición por Trasmisión	288 795.05		32 586.07	
Reposición por Peaje	1 361 849.04		110 175.93	
Reposición por Cargos Mercado Ocasional	0.00		0.00	
Reposición por Peaje EEQ	343 687.28		0.00	
Provisión Ventas de Cer's (Bonos de Carbono)	778 018.86		100 234.26	
Total Ingresos	9 105 173.86		867 117.21	
GASTOS OPERATIVOS				
Gastos de Operación y Mantenimiento				
Depreciación	766 111.84	8.30%	63 139.60	7.28%
Otros Gastos de Operación y Mantenimiento				
Honorarios Profesionales	0.00		0.00	
Sueldos y Beneficios Sociales	331 935.12		31 167.52	
Mantenimiento	300 000.00		11 696.90	
Internet y Telecomunicaciones	12 673.80		997.59	
Seguridad	0.00		0.00	
Seguros	146 093.40		10 100.22	
Otros Gastos	203 410.00		28 824.88	
	<u>984 112.32</u>	10.92%	<u>62 787.11</u>	9.56%
Gastos de energía				
Cargos en el Mercado Ocasional	659 253.82		14 500.00	
Pago por compras de Energía EEQSA	1 205 027.01		0.00	
Reposición por Trasmisión	288 795.05		32 888.46	
Reposición por Peaje	1 073 684.14		80 912.29	
Pago por peaje EEQSA	343 687.28		0	
	<u>3 570 427.29</u>	39.21%	<u>128 300.76</u>	14.80%
Total Gastos de Operación	6 320 651.46	68.44%	274 227.36	31.63%
Utilidad Bruta de Generación	3 784 522.41	41.56%	592 889.85	68.37%
Gastos Administrativos				
Honorarios Profesionales	152 319.96		12 693.33	
Sueldos y Beneficios Sociales	176 641.04		16 050.47	
Internet y Telecomunicaciones	5 913.80		436.80	
Otros Gastos de Administración	162 000.00		29 784.05	
Total Gastos Administrativos	516 874.60	5.68%	58 964.65	6.80%
Utilidad Operacional de Generación	3 267 647.81	35.89%	533 925.20	61.57%
Gastos Financieros				
Intereses CAF y SWAP Citibank	124 668.75		14 482.17	
Amortización CAF	0.00		0.00	
Intereses Flexiplast	1 334.72		1 927.60	
Intereses Supermax	1 287.54		4 187.33	
Total Gastos Financieros	127 291.01	1.40%	20 577.10	2.37%
Ingresos y egresos no operacionales				
Otros Ingresos	74 000.00		0.00	
Otros Egresos (2 % ISD)	4 000.00		13 025.01	
	<u>(70 000.00)</u>	-0.77%	<u>13 025.01</u>	1.50%
Utilidad antes de Impuestos	3 210 356.80	35.26%	500 323.09	57.70%
15 % Participación trabajadores	481 553.52		75 048.46	
Utilidad después de participación trabajadores	2 728 803.28	29.97%	425 274.63	49.04%
EBITDA	4 093 759.66		684 039.69	

Considera resultados con caudales con el 70% de probabilidad de Ocurrencia según datos Hidrológicos disponibles en ENERMAX.

(*) Se considera pintar la tubería de presión en octubre, lo cual implica una parada de la central y compra de consumos propios al MEM.

(**) Se considera un escenario precio de venta de energía de 5.3ctva/kWh

(***) Se considera un escenario precio de compra de déficit a 10.6ctva/kWh y una reposición del costo total en el consumo de Octubre

