

INFORME DE PRESIDENCIA EJECUTIVA Y PRESIDENCIA

ENERMAX



Fotografía: UNIDADES DE GENERACIÓN CENTRAL CALOPE

PERIODO 2012

**Quito – Ecuador
Abril 2013**

INFORME DE ACTIVIDADES POR EL PERIODO 2012

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 2012.

Entorno del País

El 2012 ha estado marcado por importantes factores políticos a nivel nacional.

El liderazgo del Presidente Rafael Correa y de el partido Alianza País se ha ido afianzando cada vez mas, sustentado en un contacto permanente y cercano con toda la poblacion del país, y un gasto importante en infraestructura que cada vez es mas visible.

La confrontación entre la prensa y el gobierno se ha mantenido, especialmente con la cobertura de ciertos escandalos políticos como el Caso Duzac y el de Pedro Delgado.

El apoyo del gobierno a la inversion privada en el Sector de Energia se ha mantenido, e incluso se han expedido regulaciones que fomentan la inversion como la Regulación No. CONBLEC 004/11 que garantiza un precio y despacho preferencial por 15 años.

Un hito importante sin duda ha sido la firma del contrato minero con ECSA para la explotacion de la mina de cobre a cielo abierto mas grande del país.

Los niveles de precio del petroleo sumado a un crecimiento importante en la recaudacion fiscal han permitido un constante incremento del presupuesto del estado que en el 2012 llego a \$24 mil millones lo que representa un 38% sobre el PIB del país, el cual esta muy por encima de la media en países en vias de desarrollo.

Según el Banco Central del Ecuador, los índices macroeconómicos del país fueron un PIB de 64 mil millones con crecimiento de la economía sobre el 2011 del 5% sobre el PIB y una inflación del 4,16%.

Principales actividades de la empresa durante el año 2012

El período 2012 fue el sexto año completo de generación del proyecto hidroeléctrico Calope. En este periodo se generó un total de 92 501.27 MWh, registrándose un incremento de 4 719.17 MWh respecto al 2011, lo cual representa un 5.4%. Este incremento se debió a la diferencia de caudales registrados en junio y julio de 2011 vs 2012. En el **Anexo 1** se muestra la evolución de caudales hasta el 2012.

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 proclación que mantiene la generación privada en los fideicomisos respectivos. Los contratos PPA de venta de excedentes de energía con las distribuidoras eléctricas del estado fueron firmados por un periodo de 5 años y su vencimiento es en Julio de 2014.

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 aun mantiene el país, durante dichos 6 meses al igual que en años anteriores, los puntos de consumo propio conectados a la EFQSA fueron abastecidos como usuario regulado directamente por esta distribuidora. Para esto se solicitó oportunamente al Concec 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 2012 se continuó 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. Se esta trabajando a nivel de gobierno en el proyecto de ley del sector eléctrico (que se estima se tramite en el 2013), para que se incluya una reforma legal que permita destinar el 12% de las utilidades a las comunidades y el 3% a los trabajadores, como sucede actualmente en la ley de minería y petróleo.

En el año 2012 se cancelaron las cuotas 9/ 10 y 10/10 de capital mas sus respectivos intereses a la CALI totalizando USD 3 124 668.75 con lo cual se ha culminado de pagar el financiamiento para la construcción de la Central Calope. Sin embargo debido a un desacuerdo sobre el contrato de reducción de emisiones firmado con la empresa Gas Natural, no tuvimos el pago en el 2012 de los CFRs entregados correspondientes al

periodo Sept. 2010 – Ago. 2011, lo que nos ocasiono un déficit importante de flujo de caja, lo que nos requirió tomar un crédito a 180 días plazo de USDS 1 Millón con Produbanco para poder cubrir el pago del financiamiento con CAF. Este crédito con Produbanco vence en Abril 2013, y se cuenta con la liquidez suficiente para su cancelación.

Al igual que los años anteriores, en el mes de octubre 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 66 007 toneladas de CO2 en el periodo Septiembre 2011 - Agosto 2012, contribuyendo así en el cuidado de nuestro planeta. Estas reducciones han sido acreditadas en nuestra cuenta de Naciones Unidas y han sido transferidas a nuestros compradores con quienes tenemos firmados contratos de venta de reducciones hasta 2012 incluido.

Nuestro contrato de venta de CER's con un precio medio de 9,7 euros / CER que ha tenido una duración de 5 años termina el 31 de diciembre de 2012, lamentablemente debido a la crisis Europea, y a la creciente oferta de CER's en el mercado, el precio literalmente se a desplomado a menos de 1 Euro.

Si bien la ONU a tomado acciones eficientes para recuperar el precio del CER, no se prevé que esto pueda suceder en el corto plazo, sino que tomara algunos años para ver una recuperación. Estas acciones incluyen no admitir nueva oferta de CERs sino de proyectos registrados hasta el 31/12/2012, y además se excluyo a la modalidad de cambio de uso de Gases en producción como MDL, lo cual generaba muchos nuevos CERs para el mercado. Esto tendrá un impacto significativo en los ingresos de la empresa como se puede observar en las proyecciones mas adelante.

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\$ 1'215,762.18 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, sobre esto tampoco ha habido fallo. Únicamente sobre una impugnación que presentamos debido a que el SRI nos saco del catastro mediante el cual se nos daba el derecho de devolución de IVA se obtuvo fallo y este fue desfavorable, ante lo cual se hizo la casación respectiva ante a Corte Nacional de Justicia misma que aun no ha dado su fallo.

A Febrero del 2013 en el registro del SRI aparece que Enermax S.A. aducida con multas e intereses la cantidad de \$1'104.072 por devolución de IVA indebida lo que representa un recargo de multas e intereses de USD\$ 537.914 sobre el monto devuelto. Sin duda

este es un tema sobre el cual debemos tomar definiciones en función de la realidad actual de las cortes en el país.

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 \$ 4'766.000 dentro de los cuales se destaca el rubro de cuentas por cobrar clientes con un valor de \$ 2'374.000 Dentro de este rubro es muy significativo las cuentas por cobrar de CFRs que se alcanzan US\$ 1'222.0000. También es importante mencionar el rubro pagos anticipados por \$ 1'283,000 que corresponde en \$ 1'215.000 de devolución de IVA que estamos en litigio con el SRI y el restante a otros pagos como seguros y retenciones.

Los activos fijos se ubican en \$ 22'602.000 de los cuales \$21'324,000 corresponde a la Central Hidroeléctrica. A diciembre de 2012 la depreciación acumulada es \$ 4'286.000. Existe en el 2012 un incremento en activos fijos respecto al año anterior por la incorporación del campamento por \$ 110.850,17 y la adquisición de repuestos y otros activos para la Central por \$ 233.714,00

Es importante, indicar que en el rubro de Inversiones tenemos un valor de \$ 336.251.09 correspondiente a la inversión que en este año mantenemos en la compañía Hidroalto S.A. propietaria del proyecto Hidroeléctrico Dúo de 49,7 MW de capacidad, en la cual Enernmax posee el 30% de participación.

El pasivo corriente asciende a \$ 4'187.000 de los cuales:

- \$ 1'000.000,00 corresponde al préstamo puente con el Produhanco;
- \$ 1'097.909.20 a compras de déficit energético en el MEM, de los cuales \$875.800,00 son valores anteriores al 2012 y la diferencia corresponde al periodo 2012;
- \$ 490.164,69 a proveedores de productos y servicios;
- \$ 463.268,90 a participación de trabajadores;
- \$ 495.690,61, a anticipo a clientes, de los cuales \$261.823,00 corresponde a la nota de crédito por reducción de tarifa que se entregó a Corporación Favorita, Agropesa y Flexiplast. y \$ 233.867,61 corresponde a distribuidoras eléctricas; y
- \$ 639.966,60 a otras cuentas por pagar.

Es importante indicar que en este año los Auditores Deloitte hicieron una provisión, como contingente, por pagar al SRI por un valor de \$ 509.541,93, correspondiente al

Juicio que mantenemos por devolución de valores entregados por este organismo en el año 2006, en este valor no incluye el monto de multas e intereses. La contrapartida de esta contingencia está en el activo corriente dentro de "Otras Cuentas por Cobrar", nota 4 del informe de auditores independientes.

El pasivo a largo plazo asciende a \$ 4'163.000 corresponde principalmente a la cuenta por pagar Accionistas por \$ 4'139.000, valor que constituye la reclasificación del Patrimonio de la cuenta Aportes Futura Capitalización que manteníamos en el balance y de acuerdo a la disponibilidad de flujo de la empresa y una vez que se ha cancelado el préstamo que manteníamos con CAF, se devolverá paulatinamente a los accionistas a partir del año 2013. La diferencia del pasivo a largo plazo constituyen las provisiones de Jubilación patronal y desahucio \$ 24.000

El patrimonio a 31 de diciembre de 2012 asciende a \$ 19'355.000, con un capital social de US\$ 5 millones, Reserva legal de US\$1'220.000, Reserva facultativa de US\$10'655.000, Utilidad del Ejercicio US\$2'625.000 y Efecto Aplicación NIFFF (US\$ 145.000).

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 2011, que nos permitirán un 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 2012, los ingresos operacionales fueron de \$ 9'024.304,59, de los cuales \$ 4'375.444,55 corresponde a energía entregada al grupo, \$ 2'060.709,68 por venta de energía con contratos regulados a empresas eléctricas de distribución, \$ 2'056.502,94 por reposición de gastos por transmisión y peajes, y \$ 529.707,20 correspondiente a provisión de CERs, y \$ 1.940,22 a venta de energía al MEM. Como se puede apreciar existe ya en el 2012 una reducción de 254 mil USD equivalente a 33% en el Ingreso por provisión venta de CERs respecto al periodo 2011, esto debido a que 22.382 CER's generados en el 2012 ya no estaban cubiertos bajo el contrato ERPA y se provisiono su ingreso a Euro 0,80.

El costo de generación asciende a \$ 4'955.425,64, del cual \$ 1'342.080,32 es Peaje de Distribución, \$ 1'501.137,43 por compra de energía de los cuales se pago a EEQ \$ 1'253.510,49 y al MEM \$ 247.626,94 ; \$ 316.082,03 corresponde a tarifa de transmisión. El gasto de depreciación de la empresa fue de US \$ 771.720,65.

Los gastos de Operación y Mantenimiento de la Central ascendieron a US\$1'024.405,21 y los gastos administrativos alcanzaron un valor de \$629.778.

Adicionalmente, Los gastos financieros fueron US\$167.770,29, de los cuales \$ 90.252,74 corresponde a intereses por crédito a CAF y SWAP que manteníamos con Citibank, y \$77.517,55 a otros gastos financieros. Cabe notar que por requisito de la auditora se nos exigió que se provisione intereses sobre el pasivo con los accionistas, por lo que se provisiono US\$ 35,365 utilizando una tasa de 0,85%

La utilidad neta del ejercicio fue de \$2'625,190.43. Se ha experimentado un decremento del US\$182.119 equivalente a una reducción de 6.49 %

Principales metas y actividades previstas para la empresa en el año 2013

Sin duda el principal objetivo durante el 2013 es lograr el nivel de generación previsto.

Al igual que en años anteriores se prevé que en los meses de estiaje Julio - Diciembre 2013 los puntos conectados a la LEQ pasen a ser clientes regulados de esta distribuidora.

En octubre se tiene planeado realizar la pintura interna de la tubería de presión que tiene una longitud de 2800 mts. Se prevé realizarlo en 30 días, y esto nos permitirá a futuro aumentar en 5% la eficiencia de la generación además de darle una adecuada protección a la tubería. Se escogió Octubre por ser un mes de baja generación de verano (aproximadamente 3 GWh es decir apenas el 3,2% de la generación anual), durante ese mes tendremos que comprar en el mercado spot la energía de los puntos conectados del resto del país fuera de la LEQ.

En el **Anexo 3** se presenta una proyección de resultados para el 2013, los cuales tienen un fuerte impacto por la drástica reducción de ingresos de CER's, así como por el efecto de la pintura de la Tubería de Presión.

Enermax participa del desarrollo de un nuevo proyecto hidroeléctrico a través de la empresa Hidroalto S.A., Proyecto Hidroeléctrico Due de 49,7 MW de potencia y una generación estimada de 409 GWh/año (450 % superior a Calope). En el Anexo 4-1 y 4-2 se puede constatar la bondadosa Hidrología del PH Due, su gran capacidad de generación. Presentamos también un gráfico comparativo de hidrología y generación con el PH Calope. Es importante acotar que desde julio de 2012 se tiene instalado en el río Due una sonda de medición permanente de caudales, la cual ha confirmado los valores del estudio hidrológico realizado.

En diciembre del 2012, Hidroalto S.A firmó el Contrato de Concesión de PH Due con el Estado Ecuatoriano por un plazo de 40 años. En este contrato se acoge la Regulación No. CONELEC 004/11 en el cual se garantiza un precio de ctvsUSD\$6,21 / kwh y despacho preferencial por 15 años.

En el mencionado contrato de Concesión, Hidroalto S.A. se comprometió a un cronograma de ejecución conservador que considera iniciar Obras de Hormigonado en Julio del 2015, y tener la central operativa a Finales del 2017.

Al momento se esta en un proceso de diseño avanzado, estudios geologicos y compra de tierras. En un documento separado se presenta un resumen ejecutivo del mencionado proyecto.

Hidroalto S.A. ha firmado con CAF una carta mandato para su ascesoria en la implementacion de un financiamiento estructurado "Project Finance" de hasta el 80% del monto del proyecto, como el realizado recientemente con éxito para el proyecto San Bartolo.

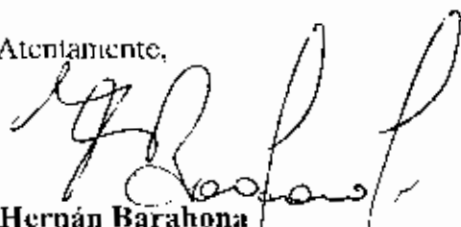
Enermax actualmente cuenta con 30% de participación en Hidroalto S.A. y podría, de así convenirlo, llegar hasta el 50% de participación. Con esta inversión en Hidroalto, Enermax tiene una posibilidad muy importante de crecimiento que mejorara significativamente sus resultados, pues este proyecto tiene un factor de instalación muy eficiente.

En el anexo 5-1 se presenta el presupuesto de ejecución del PII Due, en el Anexo 5-2 un P y G proyectado por 10 años de operación, y en el Anexo 5-3 un análisis de TIR sobre el "equity" de accionistas requerido.

En el anexo 6 presentamos una propuesta de flujo de caja para el año 2013 considerando las distintas inversiones previstas, pagos de algunos pasivos represados por mucho tiempo, y una propuesta de pago de pasivo a Accionistas.

Esperamos, con este informe, haber podido brindar una clara explicación de la actividad de la empresa en el periodo 2012 y sus perspectivas para el periodo 2013.

Atentamente,

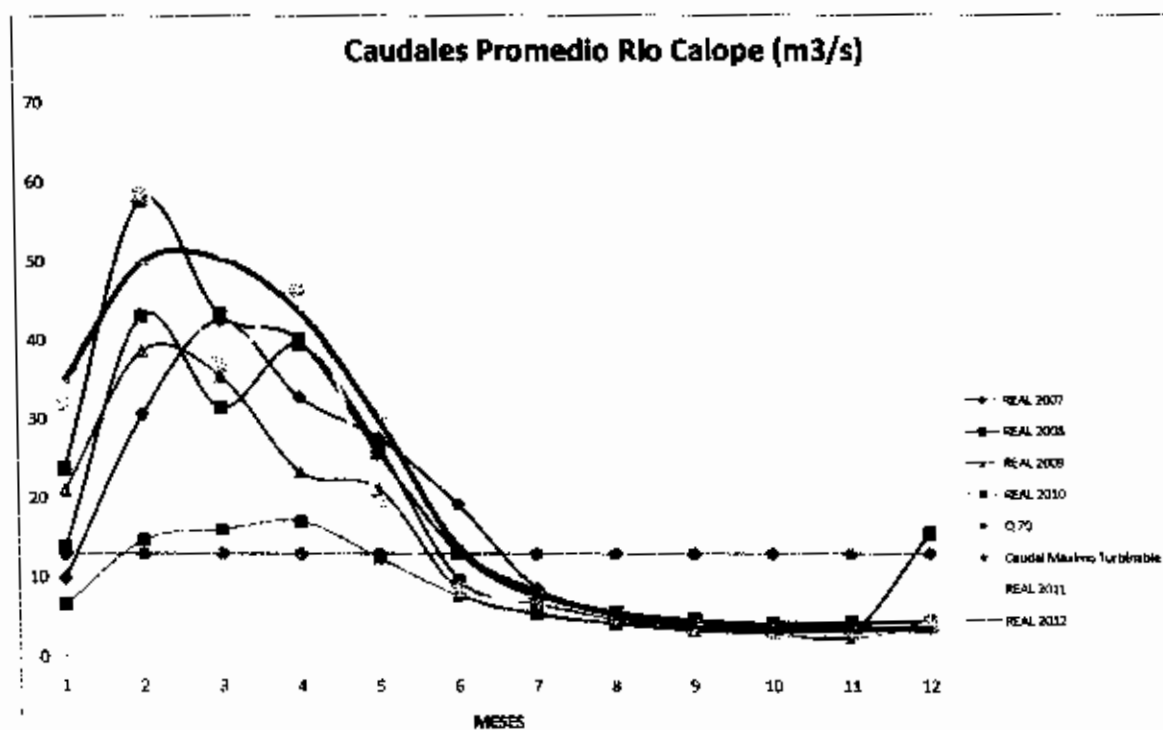


Hernán Barahona
Presidente Ejecutivo.

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	3,18	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	16,08	17,06	12,47	7,71	5,18	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	22,64	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	5,65	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
REAL 2012	34,75	49,77	50,41	43,68	30,04	13,84	8,20	5,42	4,04	3,46	3,59	3,45
Caudal Máximo Turbinable	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00



ANEXO 2

ENERMAX S.A.

Estados de Resultados Comparativos 2011-2012

Al 31 de Diciembre

(Expresado en dólares americanos)

	ACUMULADO 2012	ACUMULADO 2011	DIFERENCIAS USD	% Variación
KILOVATIOS GENERADOS (kWh)	92.500.743,51	87.782.094,50	4.718.649,01	5,38%
KILOVATIOS CONSUMO GRUPO (kWh)	77.250.716,73	73.706.590,64	3.544.188,09	4,81%
KILOVATIOS DEFICITARIOS (kWh)	17.625.736,14	18.621.743,24	- 996.007,10	-5,35%
PRECIO DE COMPRA (ctva/kWh)	7,84	7,47	0,37	4,95%
INGRESOS				
US \$				
Energía del Grupo	4.375.444,55	4.174.901,13	200.543,42	4,80%
Energía Mercado Ocasional	1.940,22	2.727,97	- 787,75	-28,88%
Energía por Contratos	2.060.709,68	1.980.325,79	80.383,89	4,06%
Reposición por Trasmisión	316.080,65	324.440,99	- 8.360,34	-2,58%
Reposición por Peaje	1.740.422,29	1.710.497,70	29.924,59	1,75%
Provisión Ventas de Car's (Bonos de Carbono)	529.707,20	784.364,16	- 254.656,96	-32,47%
Total Ingresos	9.024.304,59	8.977.257,74	47.046,85	0,52%
GASTOS OPERATIVOS				
Gastos de Operación y Mantenimiento				
US \$				
Depreciación	771.720,66	755.434,66	16.285,99	2,16%
Otros Gastos de Operación y Mantenimiento				
Sueldos y Beneficios Sociales	389.511,99	275.460,05	114.051,94	41,40%
Mantenimiento	742.524,59	217.776,67	524.747,92	241,36%
Internet y Telecomunicaciones	12.891,44	11.922,78	968,66	8,12%
Seguridad	0,00	117.214,25	- 117.214,25	-100,00%
Seguros	143.995,39	141.844,12	2.151,27	1,56%
Otros Gastos	235.480,80	194.850,39	40.630,41	20,85%
	1.024.405,21	958.868,25	65.536,96	6,83%
Gastos de energía				
Cargos en el Mercado Ocasional	1.501.137,43	1.365.449,59	135.687,84	9,94%
Reposición por Trasmisión	316.082,03	328.741,18	- 12.659,15	-3,85%
Reposición por Peaje	1.342.080,32	1.345.701,52	- 3.621,20	-0,27%
	3.159.299,78	3.039.892,29	119.407,49	3,93%
Total Gastos de Operación	4.965.425,64	4.754.195,20	201.230,44	4,23%
Utilidad Bruta de Generación	4.068.878,95	4.223.062,54	(154.183,59)	-3,65%
Gastos Administrativos				
Honorarios Profesionales	152.631,07	152.319,96	311,11	0,20%
Sueldos y Beneficios Sociales	206.157,69	154.892,89	41.264,79	25,03%
Internet y Telecomunicaciones	5.315,14	5.234,14	81,00	1,55%
Otros Gastos de Administración	265.178,70	210.082,28	55.096,42	26,70%
Total Gastos Administrativos	630.282,60	532.629,27	97.653,33	18,36%
Utilidad Operacional de Generación	3.438.596,27	3.690.533,27	(251.937,00)	-6,83%
Gastos Financieros				
Intereses CAF y SWAP CITI	90.252,14	231.827,76	- 141.575,62	-61,07%
Intereses Flexiplast	8.690,93	7.245,83	1.445,10	22,70%
Intereses Corporación Favorita	16.360,63	24.164,92	- 7.804,29	-32,30%
Intereses Accionistas	35.365,99	3.674,00	31.691,99	862,60%
Intereses Produbanco	19.300,00	-	19.300,00	0,00%
Total Gastos Financieros	169.770,29	266.912,51	(99.142,22)	-37,14%
Ingresos y egresos no operacionales				
Otros Ingresos	37.021,28	74.161,62	- 37.140,34	-50,09%
Otros Egresos	219.587,81	195.094,47	24.493,34	12,46%
Total Ingresos y egresos no operacionales	(182.566,53)	(120.932,85)	61.633,68	50,84%
US \$				
Utilidad antes de Impuestos	3.088.459,33	3.302.718,11	(214.258,78)	-6,49%
15 % participación trabajadores	463.268,90	495.407,72	- 32.138,82	-6,49%
Utilidad después de participación de trabajador	2.625.190,43	2.807.310,39	(182.119,96)	-6,49%
EBITDA	4.027.950,27	4.325.065,28	(297.115,01)	-6,87%

ANEXO 3 ENERMAX S.A.

Estados de Resultados Proyectado 2013

	PROYECTADO 2013 Q 70		ACUMULADO 2012
KILOVATIOS GENERADOS (kWh)	81.498.883,24		62.500.743,51
KILOVATIOS CONSUMO GRUPO (kWh)	76.966.707,73		77.250.776,73
KILOVATIOS DEFICITARIOS (kWh)	21.873.570,00		17.626.736,14
PRECIO DE COMPRA (ctvs/kWh)	10,03		7,84
INGRESOS	US \$		
Energía del Grupo	4.683.088,81		4.375.444,58
Energía Mercado Ocasional	2.460,00		1.840,22
Energía por Contratos	1.716.541,95		2.080.709,58
Reposición por Transmisión	307.866,83		318.080,65
Reposición por Paseo	1.742.828,88		1.740.422,29
Provisión Ventas de Cer's (Bonos de Carbono)	76.189,46	---	528.707,20
Total Ingresos	US \$		
	<u>8.629.093,94</u>		<u>9.024.304,89</u>
GASTOS OPERATIVOS			
Gastos de Operación y Mantenimiento			
Depreciación			
Depreciación	US \$	781.228,06 9,16%	771.720,88 8,56%
Otros Gastos de Operación y Mantenimiento			
Sueldos y Beneficios Sociales	385.388,49		380.016,19
Mantenimiento	200.000,00	*	242.524,59
Internet y Telecomunicaciones	18.720,00		12.891,44
Seguros	145.984,20		143.896,39
Otros Gastos	708.410,00		235.480,80
	<u>888.502,69</u>	11,35%	<u>1.024.809,41</u> 11,38%
Gastos de energía			
Cargos en el Mercado Ocasional	1.808.613,35		1.504.137,43
Reposición por Transmisión	307.866,83		316.082,03
Reposición por Paseo	1.452.847,39		1.342.080,32
	<u>3.569.327,57</u>	48,00%	<u>3.162.300,78</u> 35,01%
Total Gastos de Operación	US \$	<u>8.416.095,50</u> 83,46%	<u>4.966.929,84</u> 54,92%
Utilidad Bruta de Generación	US \$	3.114.018,45 36,51%	4.068.374,75 45,08%
Gastos Administrativos			
Honorarios Profesionales	185.813,29		152.831,07
Sueldos y Beneficios Sociales	232.267,82		205.853,48
Internet y Telecomunicaciones	5.813,60		5.315,14
Otros Gastos de Administración	149.000,00		265.178,79
Total Gastos Administrativos	US \$	<u>645.194,71</u> 8,37%	<u>629.178,48</u> 8,86%
Utilidad Operacional de Generación	US \$	2.670.823,75 30,14%	3.438.596,27 38,10%
Gastos Financieros			
Intereses CAF y SWAP Citibank	0,00		90.252,74
Intereses Fintecol	0,00		7.403,80
Intereses Corporación Favorita T1 = 7%	132.847,96	---	17.847,86
Intereses Accionistas T1 = 0,55%	29.810,00		35.385,98
Intereses Prodebanco	29.033,23		15.900,00
Total Gastos Financieros	US \$	<u>182.691,29</u> 2,14%	<u>167.779,29</u> 1,88%
Ingresos y egresos no operacionales			
Otros Ingresos	10.000,00		37.021,26
Otros Egresos	34.800,00		219.387,51
	<u>24.800,00</u>	0,29%	<u>(162.366,25)</u> -2,02%
Utilidad antes de impuestos	US \$	<u>2.983.432,44</u> 27,71%	<u>3.268.489,30</u> 34,22%
15 % Participación trabajadores	354.514,87		483.268,80
Utilidad después de participación trabajadores	US \$	<u>2.608.917,59</u> 23,66%	<u>2.626.190,48</u> 28,08%
EBITDA	US \$	<u>3.527.382,77</u>	<u>4.027.380,27</u>

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

(*) Se considera una parada en Octubre para pintar la tubería de presión. En este mes se deberá pagar sobrecostos por compra de energía por un valor de US\$ 270.400 que será asumido por los juniors que se encuentren participando activamente en el MEM esa mes.

Adicionalmente tenemos una eliminación en nuestro ingreso por no generar en ese mes de USD. 210.000

(**) Se considera un aumento precio de venta sueldos de energía de \$ 3,20/kWh

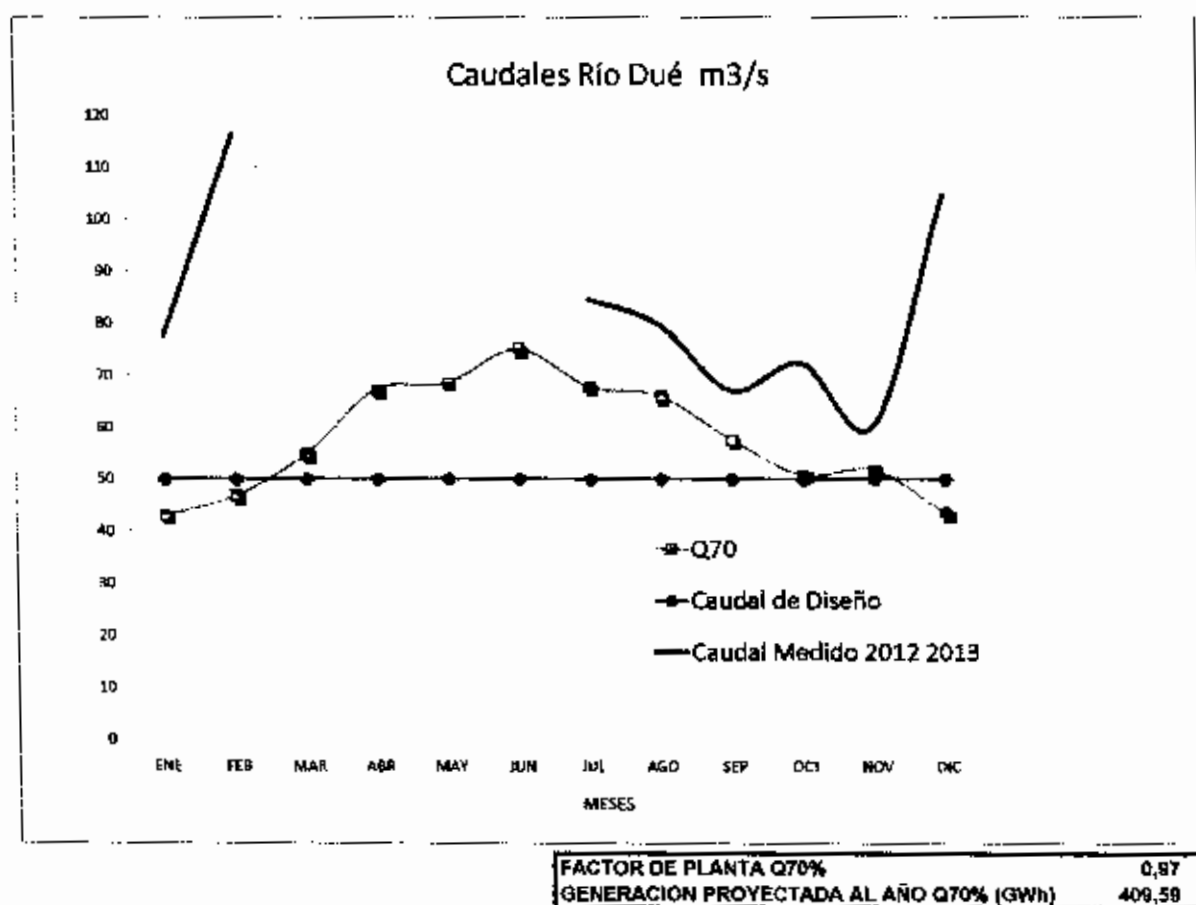
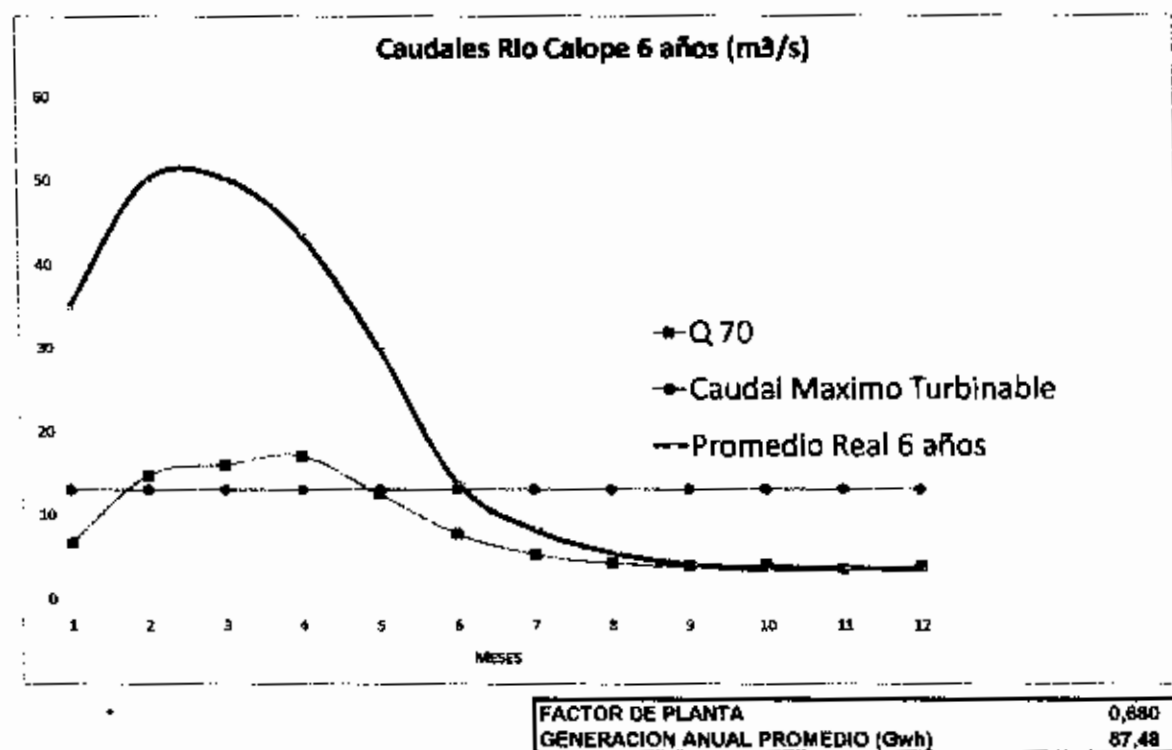
(***) Se considera, en venta Cer's, una disminución del precio promedio de \$ 7,78 Estados en años anteriores a 1,00 Euros en el año 2013, tendiendo un efecto en la disminución en el ingreso en este año de USD. 887.418

(****) Se considera en Intereses Bupemex una provisión de USD. 134.800 el 7,00 % sobre un valor de USD. 1.940.000

(*****) El ajuste por reducción en el precio de los Cera (USD. 887.418) y la disminución del ingreso por no operar en Octubre se de USD. 210.000, con un total USD. 877.418 como lo cual se incluye Regado a una utilidad de USD. 2.164.708,44 comparable con la rentabilidad de ENERMAX en años anteriores.

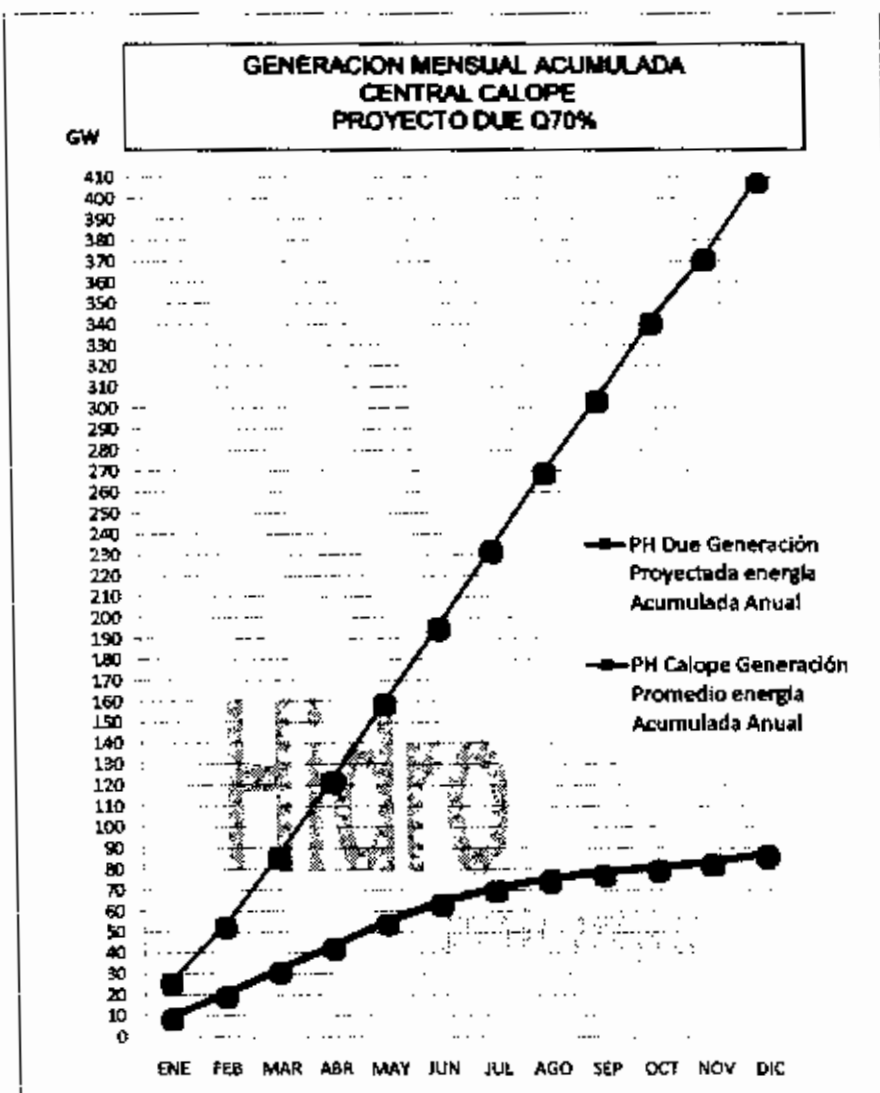
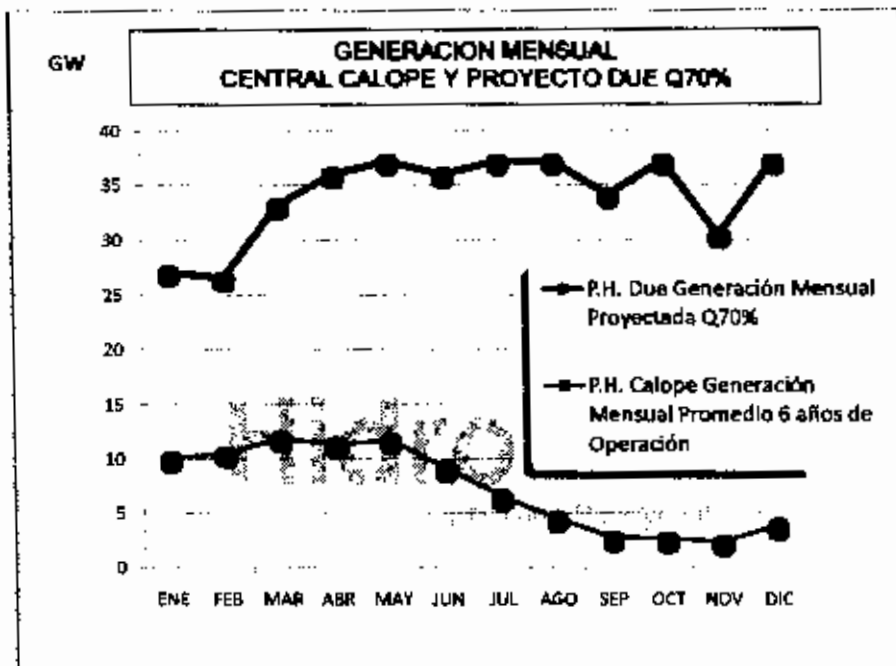
ANEXO 4-1

COMPARATIVO CAUDALES CALOPE vs DUE



ANEXO 4-2

COMPARATIVO DE GENERACION PH DUE VS. PH CALOPE





ANEXO 5-2

PROYECCION DE RESULTADOS CON HIDROLOGIA Q70%

VARIABLES CONSIDERADAS

GENERACION MEDIA ANUAL MINIMAÑO
PRECIO AUTOGENERACION A SOCIOS US\$MMH
PRECIO PPA REG 004411 US\$MMH
COSTO FINANCIERO TI ANUAL 6.0%

4m 750
56.70
82.10
6.0%

INGRESOS	YEAR 1		YEAR 2		YEAR 3		YEAR 4		YEAR 5		YEAR 6		YEAR 7		YEAR 8		YEAR 9		YEAR 10	
	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB
VENTAS ENERGIA A SOCIOS "AUTOGENERACION"	4,932,000.00	15.79%	5,179,545.00	20.78%	5,433,022.25	21.82%	5,710,445.25	22.91%	6,005,071.75	24.09%	6,305,789.32	25.26%	6,641,385.87	27.85%	7,000,100.00	28.24%	7,380,100.00	28.24%	7,602,546.86	30.71%
VENTAS ENERGIA A PPA UNIDISTRIBUIDORAS REG 004411	29,371,735.13	80.22%	30,741,510.13	73.22%	31,457,825.38	76.05%	31,901,194.54	70.00%	32,047,309.51	73.03%	31,919,038.73	74.31%	31,812,253.07	71.47%	31,732,150.00	69.55%	31,632,150.00	69.55%	31,532,150.00	68.95%
TOTAL INGRESO	34,303,735.13	100.00%	36,921,055.13	1.00%	36,890,847.63	1.00%	36,812,639.79	1.00%	36,854,319.26	1.00%	36,814,827.45	1.00%	36,751,348.85	1.00%	36,544,403.07	1.00%	36,544,403.07	1.00%	36,544,403.07	1.00%
COSTO VENTAS	6,082,048.23	23.62%	6,082,198.23	23.62%	6,082,198.23	23.62%	6,082,198.23	23.62%	6,082,198.23	23.62%	6,082,198.23	23.62%	6,082,198.23	23.62%	6,082,198.23	23.62%	6,082,198.23	23.62%	6,082,198.23	23.62%
DEPRECIACION Y MANUTENCION	1,751,700.40	7.03%	1,751,700.40	7.03%	1,751,700.40	7.03%	1,751,700.40	7.03%	1,751,700.40	7.03%	1,751,700.40	7.03%	1,751,700.40	7.03%	1,751,700.40	7.03%	1,751,700.40	7.03%	1,751,700.40	7.03%
FINANCIACION	3,748,287.83	15.05%	3,748,287.83	15.05%	3,748,287.83	15.05%	3,748,287.83	15.05%	3,748,287.83	15.05%	3,748,287.83	15.05%	3,748,287.83	15.05%	3,748,287.83	15.05%	3,748,287.83	15.05%	3,748,287.83	15.05%
PLANTAS	560,000.00	1.55%	560,000.00	1.55%	560,000.00	1.55%	560,000.00	1.55%	560,000.00	1.55%	560,000.00	1.55%	560,000.00	1.55%	560,000.00	1.55%	560,000.00	1.55%	560,000.00	1.55%
UTILIDAD BRUTA	18,062,856.50	76.38%	18,368,816.48	76.06%	18,651,256.37	76.58%	18,755,594.38	75.26%	18,755,594.38	75.26%	18,755,594.38	75.26%	18,755,594.38	75.26%	18,755,594.38	75.26%	18,755,594.38	75.26%	18,755,594.38	75.26%
GASTOS ADMINISTRATIVOS	215,671.60	2.87%	215,671.60	2.87%	215,671.60	2.87%	215,671.60	2.87%	215,671.60	2.87%	215,671.60	2.87%	215,671.60	2.87%	215,671.60	2.87%	215,671.60	2.87%	215,671.60	2.87%
GASTOS DE MANUTENCION	18,356,885.10	73.61%	18,356,885.10	73.61%	18,356,885.10	73.61%	18,356,885.10	73.61%	18,356,885.10	73.61%	18,356,885.10	73.61%	18,356,885.10	73.61%	18,356,885.10	73.61%	18,356,885.10	73.61%	18,356,885.10	73.61%
GASTO FINANCIERO	4,797,821.22	19.22%	4,797,821.22	19.22%	4,797,821.22	19.22%	4,797,821.22	19.22%	4,797,821.22	19.22%	4,797,821.22	19.22%	4,797,821.22	19.22%	4,797,821.22	19.22%	4,797,821.22	19.22%	4,797,821.22	19.22%
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	13,559,644.06	94.27%	13,559,644.06	94.27%	13,559,644.06	94.27%	13,559,644.06	94.27%	13,559,644.06	94.27%	13,559,644.06	94.27%	13,559,644.06	94.27%	13,559,644.06	94.27%	13,559,644.06	94.27%	13,559,644.06	94.27%
15% PARTICIPACION TRABAJADORES	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%
21% IMPUESTO A LA RENTA (EXONERACION 5 AÑOS COD. PRODI)	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%	2,033,855.54	15.00%
UTILIDAD NETA	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%
UTILIDAD NETA	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%

FUENTES DE FONDOS

FONTO DE FONDOS	YEAR 1		YEAR 2		YEAR 3		YEAR 4		YEAR 5		YEAR 6		YEAR 7		YEAR 8		YEAR 9		YEAR 10	
	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB	USDS	% VTB
UTILIDAD NETA	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%
UTILIDAD NETA	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%
UTILIDAD NETA	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%	11,500,204.46	46.16%
UTILIDAD NETA	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%	22,086,143.12	88.64%

RANGO DE COBERTURA DE SERVICIO DE DEUDA = UTILIDAD NETA - DESPRECIACION / AMORTIZACION CAPITAL DEUDA

ANEXO 5-3

TIR SOBRE VALOR NOMINAL DEL EQUITY

EQUITY ACCIONISTAS	FLUJOS
	-14.993.191,32
AÑO 1	0
AÑO 2	7.759.906,63
AÑO 3	8.165.748,29
AÑO 4	8.567.233,21
AÑO 5	8.964.177,14
AÑO 6	8.506.387,95
AÑO 7	6.856.362,91
AÑO 8	7.157.665,42
AÑO 9	7.454.916,47
AÑO 10	15.244.539,75
AÑO 11	114.090.710,69
TIR ANUAL	43,12%

NOTAS

FLUJOS SON UTILIDAD NETA + DEPRECIACION - PAGO CAPITAL DEUDA
 EL AÑO "1" SE CONSIDERA MEDIA DE TIEMPO DE CONSTRUCCION DE DI
 EN EL AÑO 11 SE CONSIDERA VALORACION DE LA EMPRESA A 5 VECES

ANEXO 6

PROYECCIONES DE LIQUIDEZ 2013 ENERMAX S.A.

SALDO INICIAL 1 DE ENERO 2012		150.920,00
INGRESOS	INGRESO GRUPO (USD)	4.366.221,87
	INGRESO CONTRATOS REGULADOS CON DISTRIBUIDORAS (USD)	1.755.968,78
	INGRESO POR REPOSICION DE PEAJES Y REACTIVOS	1.882.547,07
	INGRESO POR VENTA DE CER'S Y CONVENIO ELEPCOSA	1.308.069,66
	FINANCIAMIENTO BANCARIO REQUERIDO	1.400.000,00
	TOTAL FUENTES	10.712.807,38
EGRESOS	PAGO PENDIENTES AL MEM AÑOS ANTERIORES	875.800,00
	PAGOS PENDIENTES 2007 CORP. FAVORITA - FLEXIPLAST Y OTROS	402.946,93
	PAGOS AL MEM Y EEQ	2.098.831,56
	PAGOS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN (SIN EEQ)	1.399.116,76
	NOMINA Y ANTICIPO DE PARTICIPACION TRABAJADORES	801.420,00
	MANTENIMIENTO	497.921,92
	CONVENIO SOCIAL COMUNITARIO	44.000,00
	SEGUROS	147.700,00
	PAGO DE PARTICIPACION TRABAJADORES 2012 RESTADO ANTICIPOS	270.628,56
	PAGO DEL SALDO POR COMPRA DE RODETE TURBINA	100.800,00
	PINTURA TUBERIA Y DESALDO DE MATERIAL VERANO	603.000,00
	INVERSION EN PROYECTO HIDROELECTRICO QUE	1.152.925,00
	PAGO A ACCIONISTAS	1.000.000,00
	OTROS GASTOS	395.964,90
	PAGO CREDITO PUENTE PRODUBANCO ABRIL 2013	1.040.000,00
	TOTAL USO DE FONDOS	10.831.055,64
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE 2013		32.671,75

- 1.- Se considera que salen los puntos de consumo propio de EEQ el verano
- 2.- Se considera un escenario de caudales con Q70
- 3.- Se considera un precio de energía de contratos de 5.3ctvs/kWh

Nota: Los Egresos en Azul suman USD \$ 5'074,671, a estos se debe agregar 569 mil al SRI en caso de llegar a acuerdo.